



Уральский
федеральный
университет

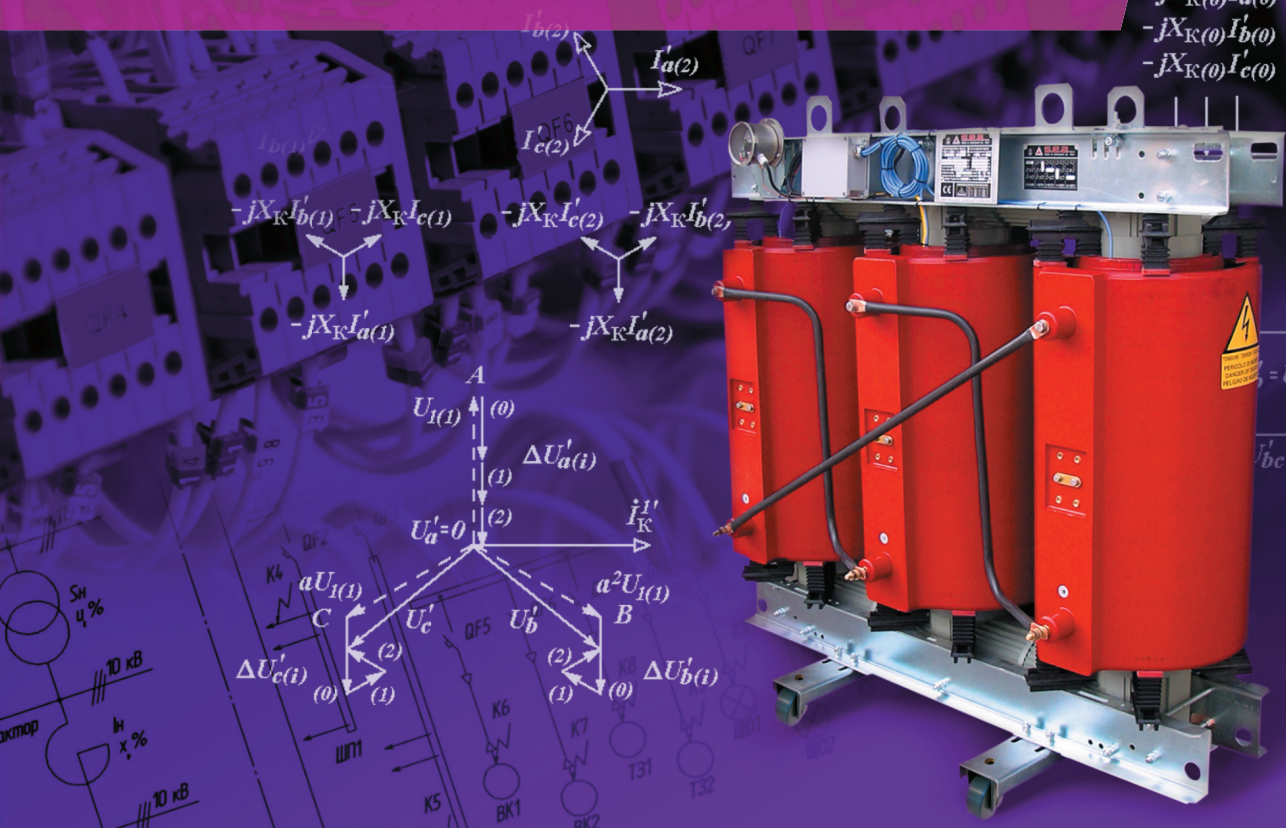
имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

Уральский
энергетический
институт

В. Э. ФРИЗЕН
С. Л. НАЗАРОВ

РАСЧЕТ И ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НИЗКОВОЛЬТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

В. Э. Фризен, С. Л. Назаров

**Расчет и выбор
электрооборудования
низковольтных
распределительных сетей
промышленных предприятий**

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2018

УДК 621.316.176(075.8)

ББК 31.279.2-022я73

Ф88

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. завкафедрой «Энергетика» С. М. Шанчуров (ФГБОУ ВО «Уральский государственный лесотехнический университет»);
директор НТЦ ООО НПП «Рэлтек», канд. техн. наук С. М. Фаткуллин

Научный редактор — проф., д-р техн. наук Ф. Н. Сарапулов

В оформлении обложки использованы фотографии с сайтов <http://www.montazaskrban.com/storitve/>; <https://energygroup.zp.ua/260-0/transformator-silovoy-trehfaznyy-suhoy-ts-40010069-u1-ud-11/function.mysql-connect/>.

Фризен, В. Э.

Ф88 Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие / В. Э. Фризен, С. Л. Назаров. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018. — 180 с.

ISBN 978-5-7996-2479-8

В учебном пособии приведена последовательность и состав расчетных и проектных работ, осуществляемых при выборе электрооборудования распределительной сети низкого напряжения промышленного предприятия. Даны рекомендации по выбору проводников внутренней электропроводки к узлам нагрузки, приведены примеры расчетов, осуществляемых при выборе проводников, трансформаторов, аппаратов защиты, электродов системы заземления электроустановки. В приложениях приведены варианты заданий при выполнении практических работ по дисциплине «Электрооборудование промышленных предприятий», справочная информация.

Учебное пособие предназначено для студентов всех форм обучения направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» по профилю «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций, учреждений».

Библиогр.: 19 назв. Табл 19. Рис. 36.

УДК 621.316.176(075.8)

ББК 31.279.2-022я73

ISBN 978-5-7996-2479-8

© Уральский федеральный
университет, 2018

Оглавление

Предисловие	5
1. Составление технического задания на проектирование	6
2. Расчет электрических нагрузок	15
3. Выбор проводников по нагреву	23
4. Проверка проводников по допустимой потере напряжения	29
5. Расчет троллейных линий	36
6. Расчет механических нагрузок на проводники воздушной линии электропередач	44
7. Расчет токов короткого замыкания	50
7.1. Расчет токов к. з. в относительных единицах	51
7.2. Расчет токов к. з. в именованных единицах	55
7.3. Однофазные замыкания на вторичных шинах трехфазных трансформаторов	59
8. Расчет термического действия токов короткого замыкания на проводники	87
9. Выбор аппаратов защиты от сверхтоков	93
10. Расчет системы заземления цеха	100
11. Расчет компенсирующего устройства	108
11.1. Расчет требуемой мощности компенсирующего устройства	108

11.2. Расчет гармоник токов по измеренному значению гармонических составляющих напряжения на зажимах обмотки НН трансформатора	111
11.3. Анализ режима работы конденсаторной установки	114
11.4. Расчет силового резонансного фильтра	119
11.5. Расчет компенсирующего устройства, выполненного по схеме «расстроенный фильтр»	131
11.6. Выбор схемы компенсирующего устройства	137
Список библиографических ссылок.....	139
Приложение 1	141
Приложение 2	144
Приложение 3	145
Приложение 4	148
Приложение 5	149
Приложение 6	154
Приложение 7	156
Приложение 8	162
Приложение 9	164
Приложение 10	167
Приложение 11	174
Приложение 12	176

Предисловие

В учебном пособии приведена последовательность и состав расчетных работ, выполняемых при выборе электрооборудования и проектировании систем электроснабжения потребителей напряжением до 1000 В. При проектировании элементов системы электроснабжения выполняются различные по объему расчетные работы для определения сечения токоведущих жил проводников, мощности питающих трансформаторов и устройств компенсации реактивной мощности.

Учебное пособие построено в форме пошагового выполнения расчетных работ, осуществляемых обычно при проектировании системы электроснабжения производственного участка или цеха промышленного предприятия. В примерах показана последовательность расчетов, выполненных при проектировании электроснабжения и выборе электрооборудования условного цеха механической обработки.

В пособии приведена справочная информация, которая требуется при выполнении расчетов, выдержки из ГОСТов, правил и других нормативных документов, используемых на различных этапах проектирования.

1. Составление технического задания на проектирование

При выборе электрооборудования и проектировании системы электроснабжения необходимо руководствоваться начальным набором сведений об объекте, для которого выполняются работы. Для того чтобы в самом начале выполняемых работ сложилось понимание того, что предстоит сделать, составляется задание на проектирование. Задание на проектирование системы электроснабжения участка или цеха промышленного предприятия обычно содержит: состав электроприемников и их пространственное расположение в цехе; сведения о месте ввода электропитания в цех или на участок; общие требования к конструкции и взаимному расположению электропроводок, щитов и сборок; указываются требуемые габариты проходов в электроустановке, соответствующие требованиям существующих норм безопасной эксплуатации, строительным нормам, правилам устройства электроустановок.

Разделы технического задания могут быть сгруппированы следующим образом:

1. *Цель работы.* В этом разделе производится разъяснение того, для чего необходима работа, электроснабжение какого объекта будет осуществляться, где он расположен. В рамках поставленной цели формируются основные задачи проекта.

2. *Исходные данные для проектирования.* В этом разделе перечисляются все условия, определяющие тип применяемых линий и электропроводок, приводится список электроприемников с соответствующими характеристиками (категория надежности электроснабжения, количество, установленная мощность, коэффициент использования, коэффициент реактивной мощности и др.). Обычно в этом разделе технического задания также содержится строительный план помещения с указанием расположения конкрет-

ных электроприемников, полученный на предшествующих проекту этапам проектирования здания или сооружения. Если место расположения определяется в ходе проектирования системы электроснабжения (проектирование осуществляется одновременно с выполнением строительной части проекта), то указываются условия размещения приемников. Также на предварительном этапе проекта могут быть определены типы применяемых электропроводок. В этом случае требования к электропроводкам также излагаются в данном разделе технического задания.

3. Технические требования к проектируемым элементам системы электроснабжения. В этом разделе специально оговариваются требования к параметрам качества электроэнергии, которые должны быть обеспечены проектируемой системой электроснабжения. Приводятся параметры системы обеспечения безопасной эксплуатации электроустановок, требования по обеспечению очередности срабатывания защит и пр.

В тексте технического задания обычно указываются ссылки на нормативные документы, в соответствии с которыми предъявляются те или иные требования к оговоренным в тексте параметрам, а также требования по правилам оформления результатов проектирования. Последние обычно приводятся в конце основного текста.

Рассмотрим пример технического задания на проектирование системы электроснабжения цеха механической обработки¹.

¹ В прил. 1 приведены таблицы с вариантами заданий, воспользовавшись которыми можно составить собственное задание на проектирование системы электроснабжения аналогичного цеха механической обработки, но с другим составом и характером нагрузок.

Пример 1. Техническое задание на проектирование

Цель работы: разработка элементов систем внешнего и внутреннего электроснабжения цеха механической обработки. При этом должны быть решены следующие задачи:

1. Определить нагрузку и выбрать в соответствии с расчетом силовой трансформатор ЦТП.

2. Определить нагрузку, выбрать и провести проверку проводников питающей высоковольтной воздушной линии.

3. Определить нагрузку, выбрать и провести проверку проводников внутренней системы электроснабжения цеха, включая троллейные линии.

4. Выбрать аппараты защиты от сверхтоков, установленные на ЦТП и в РП. Определить параметры срабатывания расцепителей. Построить времятоковые характеристики аппаратов.

5. Провести расчет и определить конструкцию контурного заземлителя.

6. Провести расчет фильтрокомпенсирующего устройства. Выбрать конденсаторы, определить индуктивность реакторов.

Исходные данные для проектирования

Внешнее электроснабжение цеха осуществляется с помощью воздушной линии напряжением 10 кВ, длина которой и условия прокладки приведены ниже:

Длина линии	5 км
Длина пролета	150 м
Район по гололеду	II
Район по ветру	IV
Тип местности	B
Высота центра тяжести провода	15 м.

Состав оборудования цеха приведен в табл. 1.

Таблица 1

Состав и характеристики потребителей цеха

Назначение	Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность одного ЭП, кВт	Коэффициент использования $K_{и}$	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$
Технологическая нагрузка	Сверлильный станок	4	6	0,14	1,33
	Фрезерный станок	6	11	0,14	1,33
	Токарный станок	10	11	0,14	1,33
	Пресс	2	18	0,30	1,17
	Станок-автомат	4	24	0,14	1,33
	Конвейер	2	10	0,60	1,00
	Камерная печь сопротивления	2	35	0,55	0,33
	Индукционная закалочная установка	12	32	0,60	0,75
	Точечная сварка	2	17	0,35	1,51
	Дуговая сварка	2	11	0,30	2,67
Вспомогательная нагрузка	Кран-балка	1	37	0,06	1,98
	Вытяжные	15	1	0,65	0,75
	Приточные	2	25	0,65	0,75
	Тепловая завеса	2	28	0,65	0,75
	Освещение	2	42	0,80	0

Характеристика цеха механической обработки

Потребители электроэнергии условно подразделяются на основные (обеспечивающие технологический процесс) и вспомогательные (освещение, вентиляция, нетехнологический транспорт и т. п.). Основные потребители относятся к потребителям второй категории надежности электроснабжения, часть вспомогательных потребителей (аварийное освещение, вентиляция) — к первой.

Количество единиц основного технологического оборудования цеха кратно двум, что предопределяет наличие в цехе двух работающих параллельно технологических линий, расположенных вдоль по двум сторонам цеха. Между технологическими линиями имеется центральный проход для транспортировки крупных грузов с помощью кран-балки

или тележек. Основной транспорт деталей и заготовок вдоль технологической линии осуществляется с помощью конвейеров, расположенных вдоль каждой из стен цеха.

Приточная вентиляция осуществляется с помощью вентиляторов, установленных в венткамерах. Вытяжная вентиляция осуществляется с помощью крышных вентиляторов, получающих питание от отдельного узла нагрузки — щита вентиляции, установленного на крыше здания. Тепловые завесы установлены у каждой из дверей сквозного прохода цеха.

Питание линий, как рабочего, так и аварийного освещения, осуществляется от щитов. Расположение щитов в цехе должно определяться условием минимальной длины линий освещения, идущих от щитов, а также удобством обслуживания. Рациональным решением будет размещение щитов освещения на стенах цеха вблизи технологических площадок или в свободных проходах вдоль стен.

Состав нагрузок, характер их расположения и требования к надежности электроснабжения во многом определяют тип внутрицеховой электропроводки. Для питания технологической нагрузки целесообразно использовать магистральные шинопроводы, проложенные вдоль стен цеха. Это объясняется, во-первых, возможностью гибко перестраивать систему электроснабжения при изменении состава электроприемников, во-вторых, низкой стоимостью монтажа и, в-третьих, тем, что выход из строя одного элемента технологической цепи останавливает ее полностью, т.е. надежность системы электроснабжения соответствует в данном случае надежности потребителей. Остальные потребители (освещение, вентиляция и т.п.) должны получать питание по отдельным линиям. Это могут быть кабели, проложенные на лотках вдоль шинопроводов (к щитам освещения, венткамерам, тепловой завесе) или в трубах (к щиту вентиляции). Все эти потребители могут получать питание от отдельной сборки. В этом случае можно сэкономить на ячейках комплектного распределительного устройства цеховой трансформаторной подстанции (КРУ ЦТП). Указанная сборка может быть размещена в помещении ЦТП и представляет собой щит с двухсторонним обслуживанием, на котором закреплены аппараты защиты отходящих к потребителям линий.

Размеры цеха и цеховой трансформаторной подстанции определяют индивидуально исходя из состава электрооборудования цеха. Общие требования по размещению оборудования следующие: одна единица

оборудования, кроме станков автоматов и печей сопротивления, занимает рабочую площадку размером 3×3 м. Станок-автомат и печь сопротивления занимают 2 таких площадки (соответственно 3×6 м), которые могут располагаться как вдоль, так и поперек технологической линии. Технологическое оборудование располагается вдоль технологической линии в 2 ряда с каждой стороны цеха. Вдоль стен располагаются конвейеры, ширина которых составляет 1 м. Проходы с каждой из сторон конвейера должны составлять не менее 2 м. С каждого из торцов линий должны быть оставлены технологические площадки для складирования заготовок и готовой продукции размером 11×11 м. Ширина центрального прохода — 4 м. Размеры ворот — 4×4 м. Высота расположения троллей кран-балки — 6 м. Расстояние от пола до шинопровода — 2,5 м. Высота цеха — 8 м. План участка цеха приведен на рис. 1. На плане буквами обозначены: СвС — сверлильный станок; ТС — токарный станок; ФС — фрезерный станок; СтС — строгальный станок; СА — станок-автомат; П — пресс; ИЗУ — индукционная закалочная установка; ДСв — дуговая сварка; ТСв — точечная сварка; ЭПС — электрическая печь сопротивления; КБ — кран-балка; ВК — венткамера с приточным вентилятором; ТЗ — вентилятор тепловой завесы; ЩВ — щит питания вытяжных вентиляторов; ЩО — щит освещения.

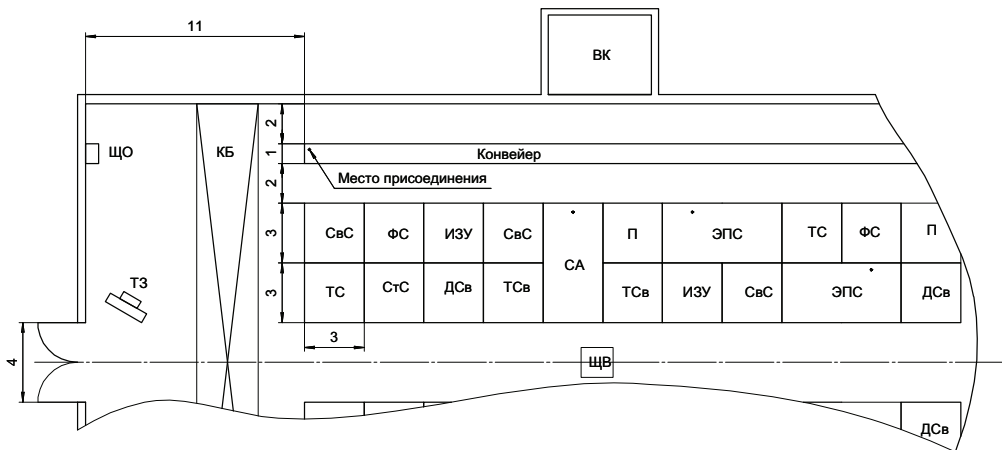


Рис. 1. Пример плана расположения оборудования в цехе

Размеры ЦТП определяются следующими соображениями. В ЦТП установлено 2 трансформатора одинаковой мощности, один из которых находится в работе, а другой — в резерве. Размеры трансформато-

ров определяются их расчетной мощностью, но для расчетов рабочей площади ЦТП могут быть приняты равными 4×4 м. Расстояние между трансформаторами — 2 м, между стеной и трансформатором — не менее 1,5 м. Ячейки ЦТП располагаются в 2 ряда за каждым из трансформаторов и соединяются шинным мостом. Ширина ячейки — 1 м. Количество ячеек ЦТП определяется следующим образом: 2 ячейки — ввод, по одной ячейке на каждый из магистральных шинопроводов, одна ячейка на питание сборки (распределительного пункта или РП), одна ячейка для подключения компенсирующего устройства, одна ячейка на секционный выключатель и одна — резерв. Общее количество ячеек составит таким образом 8 шт по 4 на каждую сторону. Расстояние от трансформатора до вводной ячейки — 1,5 м, от ячеек ЦТП до РП — 1,5 м и от РП до стены 2 м. План ЦТП приведен на рис. 2. На плане буквами обозначены: Тр-р — силовой трансформатор; БК — батарея конденсаторов; РП — распределительный пункт.

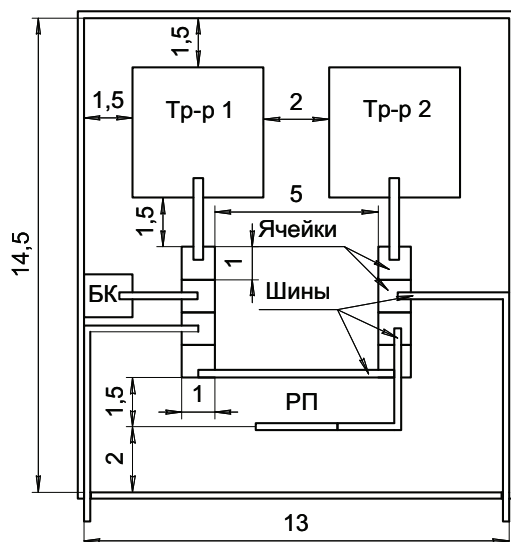


Рис. 2. План расположения оборудования в цеховой трансформаторной подстанции

Расположение ЦТП относительно цеха может выбираться произвольно. Здесь можно рекомендовать 2 наиболее приемлемых варианта. Первый вариант — расположение ЦТП рядом с одной из стен примерно посередине цеха. В этом случае можно запитать технологическую нагрузку как по двум шинопроводам относительно большого

сечения, так и по четырем шинопроводам меньшего сечения. В последнем случае существенно экономится расход цветного металла. Однако шинопровод к противоположной от ЦТП стене необходимо будет проводить под полом цеха, что затрудняет его обслуживание, или потребуются кабельные вставки большого сечения. Вторым вариантом расположения — с наружной стороны у одного из углов цеха. В этом случае шинопровод к противоположной стене проходит по внутренней стороне фасада здания цеха над воротами. Проблем с обслуживанием шинопровода в этом случае не возникает. Однако при таком варианте существенно выше расход цветного металла.

Технические требования к проектируемым элементам системы электроснабжения

- Напряжение

— на шинах ЦТП	380/220 В
— на вводе ЦТП	10 кВ
- Коэффициент загрузки силового трансформатора ЦТП без компенсации реактивной мощности 0,7
- Допустимая рабочая температура проводящих жил

— кабельной линии (КЛ)	65 °С
— воздушной линии (ВЛ) и шинопровода (ШП)	70 °С
- Допустимая потеря напряжения в линиях [1]
 - $\pm 5\%$ — на зажимах потребителей технологической нагрузки, двигателей вентиляторов и кран-балки;
 - $\pm 1,5\%$ — на вводе в щит освещения²

²Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [1] регламентируют величину потери напряжения на лампах рабочего освещения $\pm 2,5\%$ и $\pm 5\%$ на лампах аварийного освещения. Поскольку осветительные линии в рамках данной работы не проектируются, на щите освещения потеря напряжения ограничивается меньшей величиной, чем предусматривается ПУЭ.

- Температура проводящих жил к моменту отключения тока к. з. не более (в соответствии с ГОСТ Р 52736–2007 [2])
 - кабельной линии 120 °С
 - воздушной линии и шинпровода 160 °С
- Максимальное время отключения однофазного дугового тока к. з. не более 20 мс
- Максимальное время задержки срабатывания электромагнитного расцепителя автоматических выключателей не более³
 - на вводных выключателях ЦТП 500 мс
 - на фидерных выключателях ЦТП 200 мс
 - на остальных выключателях 0 мс
- Сопротивление заземлителя в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) для электроустановок с системой TN-C-S и напряжением 380/220 В 4 Ом
- Коэффициент мощности после компенсации реактивной мощности потребителей цеха 0,95
- Гармонический состав напряжений на обмотках силового трансформатора в соответствии с ГОСТ Р 32144–2013 [3].

³ Допускается использовать предохранители при обеспечении требований по селективности защиты.

2. Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок производится согласно методике, изложенной в Указании РТМ 36.18.32.4–92 [4]. Исходные данные и результаты расчета оформляются в виде таблицы, составленной по форме Ф636–92 (см. табл. 2).

В соответствии с указаниями по расчету электрических нагрузок все потребители группируются по узлам питания (шинопроводам, сборкам, щитам и т. п.) и по характеру потребления электроэнергии. Рядом располагаются потребители с одинаковыми коэффициентами использования и коэффициентами реактивной мощности. В одной строке располагаются потребители одинаковой мощности [4].

Исходные данные для расчета (графы 1–6) заполняются на основании полученного задания на проектирование (графы 1–4) и согласно справочным материалам (графы 5, 6), в которых приведены значения коэффициентов использования $K_{\text{и}}$ и коэффициентов реактивной мощности $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$ для индивидуальных ЭП. Справочные данные по параметрам типовых электроприемников в достаточном объеме изложены в документе М 788–1069 [5]. Для некоторых электрических нагрузок расчетные значения коэффициентов использования и коэффициентов реактивной мощности приведены в прил. 2.

В графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины средней групповой активной и реактивной мощности. В итоговой строке определяются суммы этих величин:

$$P_{\text{с}} = \Sigma K_{\text{и}} P_{\text{н}}; \quad (1)$$

$$Q_{\text{с}} = \Sigma K_{\text{и}} P_{\text{н}} \text{tg}\varphi. \quad (2)$$

Групповой коэффициент использования для данного узла питания определяется по формуле

$$K_{\text{и}} = \frac{\Sigma K_{\text{и}} P_{\text{н}}}{\Sigma P_{\text{н}}} \quad (3)$$

и записывается в 5 графе итоговой строки.

Таблица 2

Расчет электрических нагрузок (форма Ф636—92)

Исходные данные				по справочным данным		Расчетные величины			Эффективное число ЭП** $n_{\Sigma} = (\sum P_{\text{н}})^2 / \sum n P_{\text{н}}^2$	Коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$	Расчетная мощность			Расчетный ток, А, $I_{\text{р}} = S_{\text{р}} / (\sqrt{3} U_{\text{н}})$
по заданию технологов		Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	по коэффициенту реактивной мощности $\cos \varphi / \text{tg} \varphi$	$K_{\text{и}} P_{\text{н}}$	$K_{\text{и}} P_{\text{н}} \text{tg} \varphi$	$n d_{\text{н}}^2$			активная*, кВт, $P_{\text{р}} = K_{\text{р}} K_{\text{и}} P_{\text{н}}$	реактивная, квар*, $\bar{Q}_{\text{р}} = 1,1 K_{\text{и}} P_{\text{н}} \text{tg} \varphi$ при $n_{\Sigma} \leq 10$; $\bar{Q}_{\text{р}} = K_{\text{и}} P_{\text{н}} \text{tg} \varphi$ при $n_{\Sigma} > 10$	полная, кВт·А, $S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + \bar{Q}_{\text{р}}^2}$	
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.* n	одного ЭП $P_{\text{н}}$	общая $P_{\text{н}} = n P_{\text{н}}$											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потребитель 1														
Потребитель 2														
...														
Потребитель n														
Итого:														

Примечания:

* Резервные ЭП, а также ЭП, работающие кратковременно, в расчете не учитываются.

** При расчете электрических нагрузок для магистральных шинопроводов, на шинах цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию.

Для последующего определения эффективного числа электроприемников n_{Σ} в графе 9 построчно определяются для каждой характерной группы ЭП одинаковой мощности величины $np_{\text{н}}^2$, в итоговой строке — их суммарное значение $\Sigma np_{\text{н}}^2$. При определении n_{Σ} по упрощенной формуле графа 9 не заполняется.

Эффективное число электроприемников определяется по следующей формуле:

$$n_{\Sigma} = \frac{\sum P_{\text{н}}^2}{\sum np_{\text{н}}^2}. \quad (4)$$

Допускается определять n_{Σ} по формуле

$$n_{\Sigma} = \frac{2 \sum P_{\text{н}}}{P_{\text{н max}}}, \quad (5)$$

расчетная реактивная мощность при этом принимается равной

$$Q_{\text{р}} = K_{\text{р}} K_{\text{и}} P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi = P_{\text{р}} \operatorname{tg} \varphi. \quad (6)$$

Найденное по указанным выражениям значение n_{Σ} округляется до ближайшего меньшего целого числа.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$ по таблицам и номограммам (приведены в прил. 3) и заносится в графу 11 итоговой строки.

Расчетная активная мощность электроприемников, подключенных к узлу питания напряжением до 1 кВ (графа 12), определяется по формуле

$$P_{\text{р}} = K_{\text{р}} \sum K_{\text{и}} P_{\text{н}}. \quad (7)$$

В случаях, когда расчетная мощность $P_{\text{р}}$ окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_{\text{р}} = p_{\text{н max}}$.

Расчетная реактивная мощность (графа 13) для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от n_{Σ} определяется следующим образом:

$$\text{при } n_{\Sigma} \leq 10 \quad Q_{\text{р}} = 1,1 \sum K_{\text{и}} P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi; \quad (8)$$

$$\text{при } n_{\Sigma} > 10 \quad Q_{\text{р}} = \sum K_{\text{и}} P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi. \quad (9)$$

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию

$$Q_p = K_p \sum K_n P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi. \quad (10)$$

Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение проводников линии по допустимому нагреву, определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (11)$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ — полная расчетная мощность, кВ·А (графа 14). Результат вычисления заносится в графу 15 итоговой строки.

По найденному значению расчетной мощности выбирается силовой трансформатор ЦТП, исходя из условия, что резервный трансформатор не работает (находится в холодном резерве) и коэффициент загрузки работающего трансформатора находится в диапазоне $0,5 \div 0,8$. Справочные данные по силовым трансформаторам приведены в прил. 4. Для последующих расчетов необходимо выписать следующие параметры трансформатора:

- тип;
- номинальную мощность, кВ·А;
- схему соединения обмоток;
- напряжение короткого замыкания, %;
- мощность потерь короткого замыкания, кВт.

Пример 2. Расчет электрических нагрузок на узлы питания потребителей цеха механической обработки

Задача

Произвести расчет электрических нагрузок на узлы питания потребителей цеха механической обработки по исходным данным, приведенным в техническом задании на проектирование (см. пример 1).

Решение

Расчет электрических нагрузок производится в соответствии с РТМ 36.18.32.4–92 [4].

Потребители сгруппированы по узлам питания в соответствии с рекомендациями, изложенными в техническом задании (см. пример 1). Состав потребителей цеха, а также расчетные коэффициенты нагрузок приведены в табл. 1.

На рис. 3 приведен план цеха, выполненный в соответствии с условиями задания на проектирование.

В табл. 3 приведена заполненная по исходным данным (см. табл. 1) форма Ф636–92.

По рассчитанной в табл. 3 мощности ($627 \text{ кВ} \cdot \text{А}$) с учетом рекомендуемого коэффициента загрузки трансформатора ($k_3 = 0,7$) выбран трансформатор ТМ 1000/10 с паспортными данными:

$U_{\text{BH}} = 10 \text{ кВ}$; $U_{\text{HH}} = 0,4 \text{ кВ}$; соединение обмоток Y/Y_0 ; $S_{\text{H}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;
 $P_{\text{кз}} = 12,2 \text{ кВт}$; $u_{\text{к}\%} = 7 \%$.

Таблица 3

Форма расчета электрических нагрузок на узлы питания цеха механической обработки

Исходные данные				Расчётные величины					Эффективное число ЭП	Коэф. расчётн. нагрузки K_p	Расчётная мощность			Расчётн. ток *		
По заданию технологов		По справочным данным		K_n		$K_n P_n$		$K_n P_n \operatorname{tg} \varphi$			$n p^2$	активн. P_p	реактив. Q_p		полная S_p	
Наименование ЭП	Ко- личе- ство ЭП, шт	Номиналь- ная мощность кВт	одно- го группы	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распределительный шинопровод ШП-1																
Сверлильный	2	6	12	0,14	0,60	1,33	1,68	2,23	72							15,169
Фрезерный	3	11	33	0,14	0,60	1,33	4,62	6,14	363							27,810
Токарный	5	11	55	0,14	0,60	1,33	7,70	10,24	605							27,810
Пресс	1	18	18	0,30	0,65	1,17	5,40	6,32	324							42,092
Станок-автомат	2	24	48	0,14	0,60	1,33	6,72	8,94	1152							60,677
Конвейер	1	10	10	0,60	0,71	1,00	6,00	6,00	100							21,487
Камерная печь сопротивления	1	35	35	0,55	0,95	0,33	19,25	6,35	1225							55,998
Индукционная закалочная ВЧ	6	32	192	0,60	0,80	0,75	115,20	86,40	6144							60,774
Точечная сварка	1	17	17	0,35	0,55	1,51	5,95	8,98	289							46,779
Дуговая сварка	1	11	11	0,30	0,35	2,67	3,30	8,81	121							47,650
Итого на первый шинопровод	23		431	0,41	0,71	1	175,82	150,42	10395	17	1	175,82	150,42	231,7		352,0
Итого на второй шинопровод	23		431	0,41	0,71	1	175,82	150,42	10395	17	1	175,82	150,42	231,7		352,0

Окончание табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распределительный пункт РП														
Кран-балка	1	37	37	0,06	0,45	1,98	2,22	4,40	1369			37,0	73,3	82,1
Вытяжные	15	1	15	0,65	0,80	0,75	9,75	7,31	15			15,0	11,3	18,8
Приточные	2	25	50	0,65	0,80	0,75	32,50	24,38	1250			25,0	18,8	31,3
Тепловая завеса	2	28	56	0,65	0,80	0,75	36,40	27,30	1568			28,0	21,0	35,0
Освещение	2	42	84	0,80	1,00	0,00	67,20	0,00	3528			42,0	0,0	42,0
Итого по РП	22		242	0,612	0,91	0,45	148,07	63,383	7730	7	1,04	154,00	69,72	169,05
Итого по цеху**	68		1104	0,453	0,73	0,94	499,71	364,23	28520	42	0,78	389,77	364,23	533,47
					0,81	0,71					1	511,24	627,72	810,5
														36,2

Примечания:

* в графе 15 в строках отдельных групп потребителей записан номинальный ток одного потребителя группы, который рассчитывается по формуле:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \tag{12}$$

где $S_n = \sqrt{P_n^2 + P_n^2 \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi_n}$ — полная номинальная мощность приемника, кВт·А. Этот ток в дальнейшем будет использован при расчете потери напряжения в проводниках.

** в итоговой строке в графах 11, 12, 14 и 15 сверху приведены расчетные данные для шин ЦТП на стороне 0,4 кВ, снижению — на вводе в ЦТП со стороны 10 кВ.



3. Выбор проводников по нагреву

При выборе проводников по нагреву перед проектировщиком встает сложная и трудоемкая задача — определение температуры проводника с учетом всех переходных процессов, происходящих в нем, и условий окружающей среды (условий охлаждения). Эта работа по большей своей части была проведена заранее и ее результаты (при стандартных начальных условиях) сведены в соответствующие таблицы раздела 1.3 Правил устройств электроустановок [1]. Следует лишь провести корректировку начальных условий по температуре окружающей среды или допустимому перегреву изоляции. При этом каждому сечению проводника сопоставлен длительно допустимый ток, при протекании которого по проводнику при стандартных внешних условиях (учитывается расположение проводника и сопоставленная расположению нормированная расчетная температура окружающей среды: +15 °С в земле и +25 °С на воздухе), устанавливается длительно допустимая температура жил. Эта температура определяется типом изоляции проводника и указывается в соответствующих пунктах раздела 1.3 Правил устройств электроустановок [1]. По таблицам, на которые ссылаются соответствующие пункты данного раздела правил, производится выбор сечения проводника с ближайшим большим по отношению к расчетному току значением длительно допустимого тока.

Если провода и кабели прокладываются в лотках и располагаются рядом друг с другом, следует учитывать их взаимное влияние. В этом случае длительно допустимый ток каждого выбираемого кабеля умножается на соответствующий понижающий коэффициент, который можно определить с учетом требований п. 1.3.11 Правил устройства электроустановок [1].

Для последующих расчетов важно определить температуру токопроводящих жил при протекании по ним расчетного тока нагрузки. Расчет производится по следующей формуле:

$$\vartheta_{\text{ж}}^{\text{р}} = \left(\vartheta_{\text{ж}}^{\text{д}} - \vartheta_{\text{ос}} \right) \cdot \left(\frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{д}}} \right)^2 + \vartheta_{\text{ос}}, \quad (13)$$

где ϑ_{oc} — температура окружающей среды (принимается равной 25°C при прокладке в воздухе и 10°C при прокладке проводников в земле);
 $\vartheta_{\text{ж}}^{\text{д}}$ — температура жил при нагреве длительно допустимым током $I_{\text{д}}$;
 $\vartheta_{\text{ж}}^{\text{р}}$ — температура жил при нагреве расчетным током $I_{\text{р}}$.

Длительно допустимый ток при выборе проводника по каталогам (в случае если сечение проводников, выбранных по каталогу, не совпадает с сечением, приведенным в ПУЭ) определяется следующим образом:

$$I'_{\text{д}} = I_{\text{д}} \cdot \frac{S_{\text{кат}}}{S_{\text{ПУЭ}}}, \quad (14)$$

где $I_{\text{д}}$ — длительно допустимый ток, соответствующий сечению $S_{\text{ПУЭ}}$, приведенному в ПУЭ;

$I'_{\text{д}}$ — длительно допустимый ток, соответствующий сечению $S_{\text{кат}}$, приведенному в каталоге.

Справочные данные по шинопроводам, проводам воздушных линий, а также таблицы для определения сечения проводников по длительно допустимому току приведены в прил. 5.

Погонное активное сопротивление проводников с учетом их температуры можно определить по следующей формуле:

$$r_{\vartheta} = r_0 \cdot \left(1 + \alpha \cdot (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{р}} - \vartheta_0)\right), \quad (15)$$

где r_0 — погонное активное сопротивление проводника при температуре $\vartheta_0 = 20^{\circ}\text{C}$, мОм/м;

α — температурный коэффициент сопротивления. Принимается равным $0,0041^{\circ}\text{C}^{-1}$ для медных проводников и $0,0044^{\circ}\text{C}^{-1}$ для алюминиевых.

Погонное сопротивление r_0 для шинопроводов определяется по каталогу (прил. 5), для проводов воздушных линий по ГОСТ 839–80 [7], выписка из которого также приведена в прил. 5, для кабелей рассчитывается по формуле:

$$r_0 = \frac{\rho_0}{S}, \quad (16)$$

где ρ_0 — удельное погонное сопротивление проводника. Принимается равным для медных жил $18,9 \text{ мОм} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ и $31,5 \text{ мОм} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ для алюминиевых;

S — сечение проводника, мм^2 .

Погонное индуктивное сопротивление шинопроводов определяется по данным каталогов (приведено в прил. 5, [6]) или расчетным путем [8]. Индуктивное сопротивление сталеалюминиевых проводов воздушных линий можно определить по формуле [9]

$$x_0 = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2D_{\text{ср}}}{d} \right), \text{ мОм/м}, \quad (17)$$

где $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{b_{ab} \cdot b_{bc} \cdot b_{ca}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами;

b_{ab}, b_{bc}, b_{ca} — расстояния между проводами соответствующих фаз, м;

d — наружный диаметр провода, м.

Погонное индуктивное сопротивление кабелей можно принять равным 0,06 мОм/м, для изолированных проводов — 0,11 мОм/м вне зависимости от материала и сечения токоведущих жил.

Пример 3. Выбор проводников по нагреву длительно допустимым током

Задача

Произвести выбор проводников системы электроснабжения цеха механической обработки по допустимому нагреву. Исходные данные для расчета приведены в табл. 2 (см. пример 2).

Решение

Выбор проводника воздушной линии 10 кВ

По расчетному току 36,2 А с использованием ПУЭ [1, табл. 1.3.29] выбираем проводник марки АС сечением 10 мм² и длительно допустимым током 84 А. В соответствии с требованиями раздела 2 ПУЭ [1, табл. 2.5.5] минимальное допустимое сечение провода по условиям механической прочности составляет для сталеалюминиевых проводов 35/6,2 мм² (алюминий/сталь). Длительно допустимый ток для этого провода составит 175 А.

Температуру проводника определяем по формуле (13):

$$\vartheta_{\text{ж}}^{\text{p}} = (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{д}} - \vartheta_{\text{oc}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{p}}}{I_{\text{д}}} \right)^2 + \vartheta_{\text{oc}} = (70 - 25) \cdot \left(\frac{36,2}{175} \right)^2 + 25 = 27 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Погонное активное сопротивление провода при температуре 20 °С составляет 0,777 мОм/м (см. табл. П. 5.6). По формуле (15) определяем погонное активное сопротивление проводника с учетом его температуры:

$$r_{\vartheta} = r_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{p}} + \vartheta_0)) = 0,777 \cdot (1 + 0,0044 \cdot (27 - 20)) = 0,801 \text{ мОм/м}.$$

Индуктивное погонное сопротивление воздушной линии определяем по формуле (17), в которой среднее геометрическое расстояние между проводниками принимаем равным 1,3 м, а диаметр провода — 8,4 мм (см. табл. П. 5.6):

$$x_0 = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d} \right) = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 1,3}{0,0084} \right) = 0,361 \text{ мОм/м}.$$

Полученные данные заносим в табл. 4.

Выбор шин ЦТП

При определении сечения проводников низкого напряжения можно пользоваться таблицами без корректировки начальных условий (см. [1, табл. 1.3.3]), поскольку условия окружающей среды в цехе совпадают с номинальными (температура воздуха в цехе составляет 25 °С).

По расчетному току 810,5 А выбираем шинопровод марки ELINEKB на номинальный ток 800 А и сечением проводника 7×75 мм² или 525 мм².

Длительно допустимый ток проводника сечением 6×100 мм² или 600 мм² составит 1425 А [1, табл. 1.3.31].

По формуле (14) определяем длительно допустимый ток шины сечением 525 мм²:

$$I'_{\text{д}} = I_{\text{д}} \cdot \frac{S_{\text{кат}}}{S_{\text{ПВЭ}}} = 1425 \cdot \frac{600}{525} = 1247 \text{ А}.$$

Температуру проводника определяем по формуле (13):

$$\vartheta_{\text{ж}}^{\text{p}} = (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{д}} - \vartheta_{\text{oc}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{p}}}{I_{\text{д}}} \right)^2 + \vartheta_{\text{oc}} = (70 - 25) \cdot \left(\frac{810,5}{1247} \right)^2 + 25 = 44 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Погонное активное сопротивление шин при температуре 20 °С составляет 0,067 мОм/м (см. прил. 5). По формуле (15) определяем погонное активное сопротивление проводника:

$$r_9 = r_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{p}} - \vartheta_0)) = 0,067 \cdot (1 + 0,0044 \cdot (44 - 20)) = 0,074 \text{ мОм/м.}$$

Погонное индуктивное сопротивление шинопровода составляет $x_0 = 0,045 \text{ мОм/м}$ (см. прил. 5).

Полученные данные заносим в табл. 4.

Выбор кабеля к щиту освещения

По расчетному току 63,8 А с использованием данных, приведенных в [1, табл. 1.3.7], выбираем кабель с сечением токопроводящих жил 25 мм² и длительно допустимым током 75 А.

Температуру проводника определяем по формуле (13):

$$\vartheta_{\text{ж}}^{\text{p}} = (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{д}} - \vartheta_{\text{oc}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{p}}}{I_{\text{д}}} \right)^2 + \vartheta_{\text{oc}} = (65 - 25) \cdot \left(\frac{63,8}{75} \right)^2 + 25 = 54 \text{ °С.}$$

Погонное активное сопротивление провода при температуре 20 °С рассчитываем по формуле (16):

$$r_0 = \frac{\rho_0}{S} = \frac{31,5}{25} = 1,26 \text{ мОм/м.}$$

По формуле (15) определяем погонное активное сопротивление проводника с учетом его температуры:

$$r_9 = r_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{p}} - \vartheta_0)) = 1,26 \cdot (1 + 0,0044 \cdot (54 - 20)) = 1,45 \text{ мОм/м.}$$

Погонное индуктивное сопротивление кабеля принимаем равным $x_0 = 0,06 \text{ мОм/м}$.

Полученные данные заносим в табл. 4.

Для остальных проводников расчеты проводятся аналогично. В графы 10 и 11 табл. 4 заносятся данные о допустимых установившемся действующем и ударном токах короткого замыкания, которые способны выдержать проводники шинопроводов (из справочных данных). Для кабелей эти графы не заполняются. В пропущенных строках табл. 4 данные заполняются аналогичным образом.

Таблица 4

Параметры выбранных по условию нагрева проводников

Название	Тип пр-ка	I_p , А	$I_{нп}$, А	I_d , А	S , мм ²	r_0 , мОм/м	r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м	$I_{кз}^{доп}$, кА	$i_y^{доп}$, кА	$\vartheta_{ж}^H$, °С	$\vartheta_{ж}^P$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Воздушная линия	АС	36,2	—	175	35/6,2	0,777	0,801	0,361	—	—	70	27
Шины ЦТП	Шины КВ-08	810,5	800	1247	7×75	0,067	0,074	0,045	50	110	70	44
Распределительный шинопровод	Шины КOA-03	352,0	315	486	6×30	0,204	0,226	0,165	15	30	70	45
РП	Шины КOA-02	256,8	250	450	6×25	0,246	0,268	0,183	15	30	70	40
Щит освещения	Кабель	63,8	—	75	25	1,260	1,450	0,06	—	—	65	54
Кран-балка		124,7			70	0,45						
Щит вентиляции		28,5			6	5,25						
Венткамера		47,5			16	1,97						
Тепловая завеса		53,2			16	1,97						

4. Проверка проводников по допустимой потере напряжения

Протекание переменного электрического тока по элементам системы электроснабжения сопровождается падением напряжения на активном и реактивном сопротивлении этих элементов. В случае если нагрузка по фазам распределяется симметрично, можно все расчеты произвести для одной фазы электроустановки. Схему замещения линии с подключенной к ней нагрузкой в этом случае можно представить так, как изображено на рис. 4, а. Графически явление снижения напряжения в конце линии можно проиллюстрировать векторной диаграммой, изображенной на рис. 4, б.

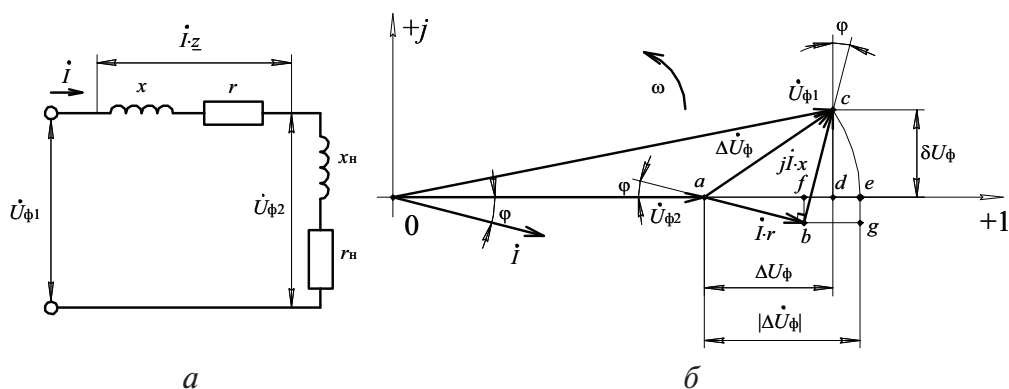


Рис. 4. Схема замещения — а и векторная диаграмма — б, иллюстрирующие явление потери напряжения в линии

Вектор падения фазного напряжения $\Delta \dot{U}_{\Phi}$ можно представить в виде двух составляющих: продольной (ΔU_{Φ}) и поперечной (δU_{Φ}), которые в свою очередь можно определить, воспользовавшись векторной диаграммой:

$$\Delta U_{\Phi} = ad = af + fd; \quad (18)$$

$$\delta U_{\phi} = cd = cg - dg, \quad (19)$$

где $af = I \cdot r \cdot \cos \varphi$;

$fd = I \cdot x \cdot \sin \varphi$;

$cg = I \cdot x \cdot \cos \varphi$;

$dg = I \cdot r \cdot \sin \varphi$.

Таким образом, падение напряжения в линии может быть определено как

$$\Delta \dot{U}_{\phi} = \Delta \dot{U}_{\phi} + j \cdot \delta \dot{U}_{\phi}. \quad (20)$$

В симметричной системе с равными нагрузками в каждой фазе падение линейного напряжения в $\sqrt{3}$ больше фазного. Обычно при оценке линии на допустимое падение напряжения производится сравнение отклонения линейного напряжения в конце линии от номинального линейного напряжения. Знак отклонения напряжения в конце линии при этом будет зависеть от характера нагрузки. При активно-индуктивной нагрузке напряжение в конце линии меньше, чем в ее начале, а при активно-емкостной — больше. Это явление носит название емкостного эффекта линии или эффекта Ферранти. Проиллюстрировать его может векторная диаграмма, изображенная на рис. 5.

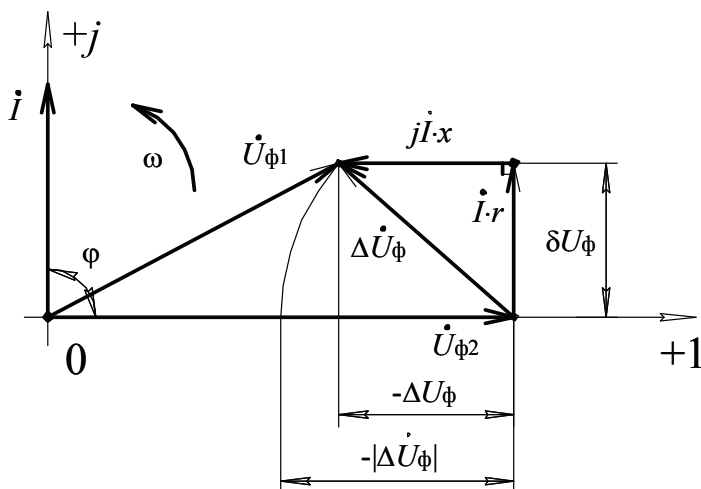


Рис. 5. Векторная диаграмма напряжений при емкостной нагрузке

При оценке отклонения напряжения на зажимах электроприемников в электроустановках до 1000 В обычно учитывается только про-

дольная составляющая падения напряжения линии (*так называемая потеря напряжения в линии*) ввиду малых значений индуктивного сопротивления проводников. При расчетах режимов работы высоковольтных ЛЭП обязательно учитывается также и поперечная составляющая падения напряжения.

Потеря напряжения, выраженная в процентах от номинального линейного напряжения, может быть определена по формуле

$$\Delta U \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{л}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I \cdot l, \quad (21)$$

где r_0 — погонное активное сопротивление линии (обычно выражается в Ом/км или мОм/м в зависимости от длины линии);

x_0 — погонное индуктивное сопротивление линии;

l — длина линии.

Правила устройства электроустановок определяют следующие допустимые отклонения напряжения:

$\pm 5 \% \left(\begin{matrix} +10 \% \\ -5 \% \end{matrix} \right)$ — на зажимах электродвигателей;

$\pm 5 \%$ — в осветительных сетях наружного и внутреннего освещения жилых и общественных зданий, сетях аварийного освещения;

$\pm 2,5 \%$ — в сетях рабочего освещения и на зажимах прожекторных установок.

Потеря напряжения в магистральной линии с множеством ответвлений по длине может быть определена по следующей формуле:

$$\Delta U \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{л}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \sum I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}}, \quad (22)$$

где $\sum I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}}$ — сумма произведений тока присоединения на расстояние от источника до присоединения, А · км;

$\cos \varphi = \frac{P_{\text{п}}}{S_{\text{п}}}$ — средневзвешенный коэффициент мощности в целом

на магистраль, $\sin \varphi$ определяется аналогично.

Ток присоединения определяется как сумма номинальных токов потребителей в данной точке присоединения к магистрали. Номинальный ток в свою очередь определяется номинальной полной мощностью потребителя, рассчитываемый по формуле (12).

Пример 4. Проверка проводников по допустимой потере напряжения

Задача

Произвести проверку выбранных проводников по допустимой потере напряжения. Сечения выбранных проводников, их расчетная токовая нагрузка и температура жил приведены в табл. 4 (см. пример 3). Длина проводников определяется с помощью плана, приведенного на рис. 3 (см. пример 2).

Решение

Проверка проводника воздушной линии

Определим падение напряжения в линии длиной 5 км:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3}(r_g \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} = \\ &= \sqrt{3}(0,801 \cdot 0,81 + 0,361 \cdot 0,59) \cdot 36,2 \cdot 5 = 269,9 \text{ В.} \\ \delta U &= \sqrt{3}(x_0 \cdot \cos \varphi - r_g \cdot \sin \varphi) \cdot I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} = \\ &= \sqrt{3}(0,361 \cdot 0,81 - 0,801 \cdot 0,59) \cdot 36,2 \cdot 5 = -56,4 \text{ В.} \\ |\dot{U}_{2\text{л}}| &= |\dot{U}_{1\text{л}} - (\Delta U + j\delta U)| = |10000 - 269,9 + j56,4| = \\ &= \sqrt{9730,1^2 + 56,4^2} = 9730,3 \text{ В.} \\ \Delta U\% &= \frac{100 \cdot (|\dot{U}_{1\text{л}}| - |\dot{U}_{2\text{л}}|)}{|\dot{U}_{1\text{л}}|} = \frac{100 \cdot (10000 - 9730)}{10000} = 2,7\%.\end{aligned}$$

Выбранный проводник проходит по допустимой потере напряжения. Результаты расчетов заносим в табл. 5.

Проверка шин ЦТП

Пользуясь планом ЦТП (см. рис. 3), определяем $\sum I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}}$:

$$\sum I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} = 322,1 \cdot \frac{6,7}{1000} + 256,8 \cdot \frac{15,2}{1000} + 322,1 \cdot \frac{16,2}{1000} = 11,279 \text{ А} \cdot \text{км.}$$

По формуле (22) находим потерю напряжения в шинах:

$$\Delta U \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{л}}} (r_{\text{э}} \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \sum I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} =$$

$$= \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{380} (0,074 \cdot 0,73 + 0,045 \cdot 0,68) \cdot 11,279 = 0,43 \%$$

Выбранный проводник проходит по допустимой потере напряжения. Результаты расчетов заносим в табл. 5.

Проверка шин РП

По формуле (22) находим потерю напряжения в шинах:

$$\Delta U \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{л}}} (r_{\text{э}} \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} =$$

$$= \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{380} (0,268 \cdot 0,91 + 0,183 \cdot 0,41) \cdot 256,8 \cdot 0,0082 = 0,31 \%$$

Выбранный проводник проходит по допустимой потере напряжения. Суммируем полученное значение с потерей напряжения на шинах ЦТП и заносим результаты расчетов в табл. 5.

Проверка кабеля до наиболее удаленного щита освещения

Поскольку в ходе расчетов мы можем определить потерю напряжения только на зажимах щита освещения, требования по допустимой потере напряжения должны быть более жесткими, так как в расчетах не учитывается потеря напряжения в линии от щита освещения до светильника. Примем для расчета допустимую величину отклонения напряжения на зажимах щита освещения равной $\pm 2,2 \%$.

По формуле (22) определим потерю напряжения в кабеле:

$$\Delta U \% = \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{л}}} (r_{\text{э}} \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} =$$

$$= \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{380} (1,450 \cdot 1 + 0,06 \cdot 0) \cdot 63,8 \cdot 0,1012 = 4,26 \%$$

Выбранный проводник не проходит по потере напряжения. Выбираем проводник большего сечения — 70 мм² и производим перерасчет его температуры по формуле (13):

$$\vartheta_{\text{ж}}^{\text{р}} = (\vartheta_{\text{ж}}^{\text{д}} - \vartheta_{\text{ос}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{д}}} \right)^2 + \vartheta_{\text{ос}} = (65 - 25) \cdot \left(\frac{63,8}{140} \right)^2 + 25 = 33 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Рассчитываем заново погонное активное сопротивление проводника по формуле (15):

$$r_9 = \frac{\rho_0}{S} \cdot (1 + \alpha \cdot (\vartheta_{\text{ж}}^p - \vartheta_0)) = \frac{31,5}{70} \cdot (1 + 0,0044 \cdot (33 - 20)) = 0,476 \text{ мОм/м.}$$

Производим перерасчет потери напряжения в кабеле:

$$\begin{aligned} \Delta U \% &= \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{л}}} (r_9 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}} = \\ &= \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{380} (0,476 \cdot 1 + 0,06 \cdot 0) \cdot 63,8 \cdot 0,1012 = 1,39 \%. \end{aligned}$$

Суммируем полученное значение потери напряжения с потерей в шинах ЦТП и РП и заносим результаты расчета в табл. 5.

Для остальных проводников расчеты проводятся аналогично.

Таблица 5

Результаты расчетов, выполненных при проверке проводников по допустимой потере напряжения

Наименование	r_9 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\sum I_{\text{пр}} \cdot l_{\text{пр}}$, А · км	$\Delta U_{\text{доп}} \%$	$\Delta U \%^{****}$	S , мм ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Провод ВЛ	0,801	0,361	0,81	0,59	181	5	2,7	35/6,2
Шины ЦТП	0,074	0,045	0,73	0,68	11,28	—	0,43	7×75
Распред. шин-вод*	0,098	0,088	0,71	0,7	67,68	5	0,43 + 4,07 = = 4,5	6×75
Распред. шин-вод ***								
РП	0,268	0,183	0,91	0,41	2,11	—	0,31	6×25
ЩО дальний**	0,476	0,06	1	0	6,46	2	0,43 + 0,31 + + 1,39 = 2,13	70
ЩО ближний***								
Кран-балка								
Щит вентиляции								
ВК дальняя								
ВК ближняя**								
ТЗ дальняя								
ТЗ ближняя**								

Примечания:

* По результатам расчета выбран новый проводник марки КОА-06 с номинальным током 600 А. Расчетная температура шин составляет 29 °С. $I_{\text{кз}}^{\text{доп}} = 35 \text{ кА}$, $i_y^{\text{доп}} = 73,5 \text{ кА}$.

** По результатам расчета выбран новый проводник сечением 70 мм^2 . Расчетная температура жил составляет 33°C .

*** В строках производится перерасчет в случае если проводник к удаленному потребителю не проходит по потере напряжения.

**** При определении отклонения напряжения на потребителях, присоединенных к РП, суммируются отклонения напряжения на шинах ЦТП, шинах РП и собственно на кабеле, идущем к потребителю. В графе 7 табл. 6 для сравнения с допустимыми (графа 6) указываются суммарные отклонения напряжения на элементе системы электроснабжения. Отклонения напряжения на воздушной линии, идущей к цеху, компенсируются переключением отпаяк на обмотках трансформатора ЦТП. Поэтому уровень напряжения на выводах трансформатора считаем соответствующим требованиям ГОСТ 21128–83 [10].

5. Расчет троллейных линий

В крановых установках применяются троллейные провода для питания двигателей моста, тележки, главного привода подъемника. Расчет троллейных линий, где в качестве материала применяется угловая сталь, сводится к выбору размеров уголка, удовлетворяющего условиям нагрева и допустимой потере напряжения [11].

В мостовом кране присутствуют 3 привода с двигателями различной мощности — привод подъема или главный привод, привод тележки и привод моста. Как правило, здесь используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым, а при большой мощности и необходимости регулирования скорости вращения — с фазным ротором. Двигатели приводов крана работают в повторно-кратковременном режиме, что должно учитываться при их выборе. Номинальные параметры двигателей с повторно-кратковременным режимом работы в справочниках приводятся для определенного значения продолжительности включения (ПВ) и пересчитываются при изменении ПВ. Ток двигателя при изменении ПВ может быть пересчитан по формуле

$$I_{\text{н}}^{\text{ПВ}25} = I_{\text{н}}^{\text{ПВ}40} \cdot \sqrt{\frac{40}{25}}. \quad (23)$$

Выбор проводника линии питания крана осуществляется по току 30-минутного максимума нагрузки:

$$I_{30} = \frac{S_{30}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (24)$$

где $S_{30} = \sqrt{\left(\frac{P_{\text{н}}}{\eta} \cdot k_{30}\right)^2 + \left(\frac{P_{\text{н}}}{\eta} \cdot k_{30} \cdot \operatorname{tg} \varphi\right)^2}$ — полная мощность 30-минутно-

го максимума нагрузки;

$P_{\text{н}}$ — суммарная номинальная мощность всех двигателей крана;

k_{30} — коэффициент спроса, определяющийся по номограмме (см. рис. 6), исходя из режима работы крана и эффективного числа электроприемников (определяется по формуле (4));

$$\eta = \frac{\sum P_n}{\sum \frac{P_n}{\eta}} - \text{средневзвешенный коэффициент полезного действия}$$

двигателей крана;

$$\text{tg} \varphi = \frac{\sum (P_n \cdot \text{tg} \varphi_n)}{\sum P_n} - \text{средневзвешенный коэффициент реактивной мощности двигателей крана.}$$

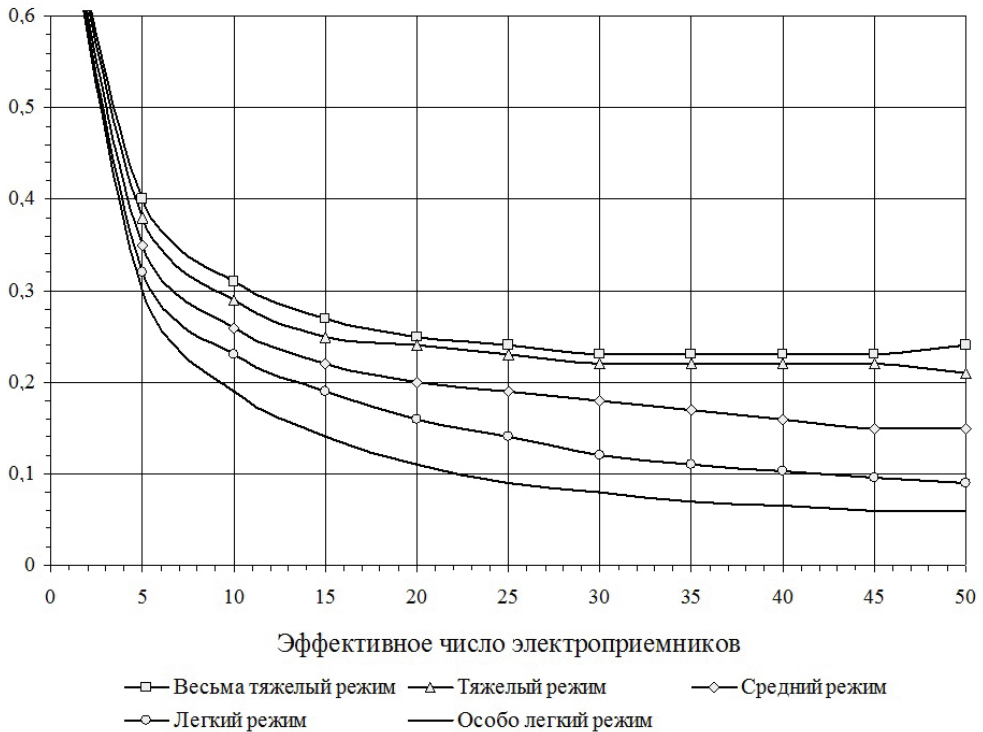


Рис. 6. Коэффициент спроса для крановых установок

После расчета тока 30-минутного максимума нагрузки осуществляется выбор угловой стали троллеев по табл. 6 [11].

После выбора проводника проводится проверка на допустимую потерю напряжения в троллейной линии при протекании по ней пускового тока I_{Π} , который в свою очередь рассчитывается по формуле:

$$I_{\Pi} = I_{30} + k_{\Pi}^{\max} \cdot I_{25}^{\max} - I_{25}^{\max} \cdot \frac{I_{30}}{\sum I_{25}}, \quad (25)$$

где I_{25}^{\max} — номинальный ток наиболее мощного двигателя крана при ПВ = 25 % (пересчитывается по формуле (23));
 k_{Π}^{\max} — кратность пускового тока наиболее мощного двигателя;
 $\sum I_{25}$ — сумма номинальных токов всех двигателей при ПВ = 25 %.

Таблица 6

Электрические параметры угловой стали

Номер профиля	Размер, мм × мм × мм	Длительно допустимый переменный ток, А	Омическое сопротивление, Ом/км	Номер профиля	Размер, мм × мм × мм	Длительно допустимый переменный ток, А	Омическое сопротивление, Ом/км
2,5	25×25×3	155	1,01	4	40×40×5	278	0,38
2,5	25×25×3	163	0,78	4,5	45×45×5	312	0,34
3	30×30×4	193	0,64	5	50×50×5	345	—
3,5	35×35×4	226	0,54	6	60×60×6	416	—
4	40×40×4	260	0,47	7,5	75×75×8	545	—

Потерю напряжения в троллеях находим по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot m \cdot l}{U_{\text{л}}}, \quad (26)$$

где m — удельная потеря напряжения в троллеях (определяется по табл. 7), В/м; l — длина троллеев, м.

Полученную величину потери напряжения в троллеях складываем с потерями напряжения в шинах ЦТП и шинах РП. Полученный результат сравниваем с допустимым отклонением напряжения на двигателях крана ($\pm 5\%$).

При значительной длине крановых путей и высокой пиковой нагрузке на троллеи, если от них получают питание несколько кранов, для снижения потери напряжения применяют секционирование линий или систему подпиток. Подпитка выполняется кабелем или проводом, проложенным в стальных трубах параллельно троллеям (см. рис. 7, а), или алюминиевой лентой, размещаемой непосредственно на троллеях

(см. рис. 7, б). На рис. 7 цифрами обозначены: 1 — троллеи из угловой стали; 2 — точки подключения проводников подпитки; 3 — стальная труба; 4 — алюминиевая лента.

Таблица 7

Удельная потеря напряжения и пиковый ток угловой стали

Удельная потеря напряжения t , В/м	Пиковый ток, А, при размерах уголка, мм х мм х мм			Удельная потеря напряжения t , В/м	Пиковый ток, А, при размерах уголка, мм х мм х мм		
	50×50×5	60×60×6	50×50×5		50×50×5	60×60×6	75×75×8
0,07	95	111	140	0,14	214	259	334
0,08	440	130	168	0,15	232	280	362
0,09	125	150	194	0,16	250	300	390
0,1	140	171	222	0,17	277	334	427
0,11	158	193	250	0,18	304	368	472
0,12	177	215	278	0,19	331	402	520
0,13	195	237	306	0,20	358	436	562

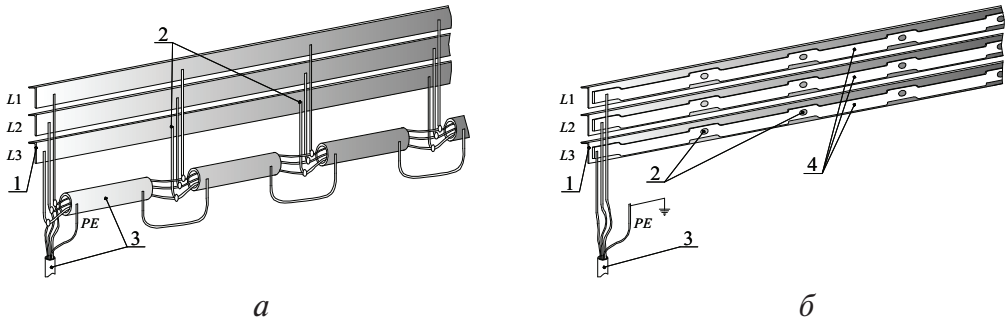


Рис. 7. Система подпитки троллеев:

а — проводом; б — алюминиевой лентой

Шаг подпитки определяется конструктивными соображениями. При выполнении подпитки алюминиевой лентой подпитка осуществляется через точки крепления ленты к троллеям и шаг подпитки соответствует шагу размещения болтов крепления, находящемуся обычно в диапазоне 0,5–1 м. При выполнении подпитки проводом, уложенным в стальной трубе, диапазон шага подпитки составляет 6–12 м и определяется длиной имеющихся в наличии труб.

Расчет системы подпитки производится в следующем порядке [11].

Определяем максимальную пиковую величину тока в троллейной линии, которая может быть допущена исходя из допустимой потери напряжения ΔU_0 :

$$I_{\text{пт}} = \frac{\Delta U_0}{\Delta U_T \cdot l_T \cdot 10^{-3}}, \quad (27)$$

где ΔU_T — потеря напряжения в линии на 1 км длины и 1 А нагрузки,

В/(А·км);

l_T — длина троллеев от точки питания до наиболее удаленного конца троллея, км.

Пиковый ток подпитки находим как разность пиковых токов крана (определен по формуле (25)) и допустимого пикового тока в троллеях:

$$I_{\text{пл}} = I_{\text{п}} - I_{\text{пт}}. \quad (28)$$

Находим соотношение токов, по которому с помощью табл. 8 определяем сечение проводника для системы подпитки:

$$\gamma = \frac{I_{\text{пт}}}{I_{\text{пл}}}. \quad (29)$$

Таблица 8

Электрические параметры троллеев с системой подпитки

Параметры троллеев						Параметры подпитки						
Размеры угловой стали, мм × мм × мм	r_T , Ом	x_T , Ом	z_T , Ом	Потеря напряжения, В/(А·км)		Способ подпитки	Число жил	Размер или сочетание, мм ²	r_T , Ом	x_T , Ом	z_T , Ом	$\gamma = \frac{z_{\text{пл}}}{z_T}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
50×50×5	1,65	1,263	2,08	3,32	3,53	Алюминиевая лента	—	20×3	0,513	0,277	0,583	0,280
							—	30×3	0,342	0,253	0,425	0,204
							—	40×3	0,256	0,237	0,348	0,167
							—	50×3	0,205	0,225	0,320	0,154
							—	60×4	0,128	0,213	0,248	0,119
							—	80×5	0,077	0,195	0,210	0,101
							—	—	—	—	—	—
	1,65	1,159	2,02	3,17	3,52	Провода АП-РТО в стальных трубах	3	70	0,447	0,082	0,455	0,225
							3	95	0,320	0,81	0,332	0,164
							3	120	0,261	0,080	0,275	0,135

Окончание табл. 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
60×60×6	1,30	0,975	1,70	2,67	2,82	Провода АПРТО в стальных трубах	3	150	0,208	0,079	0,222	0,110
							6	95	0,165	0,041	0,170	0,084
							6	150	0,104	0,040	0,111	0,055
75×75×8	1,06	0,768	1,30	2,07	2,21		9	95	0,110	0,027	0,113	0,056
							9	150	0,069	0,026	0,075	0,044
							9	95	0,110	0,027	0,113	0,087
							9	150	0,069	0,026	0,075	0,058

Пример 5. Расчет троллейной линии

Задача

Произвести расчет троллейной линии для кран-балки, установленной в цехе механической обработки. Исходные данные для расчета приведены в техническом задании на проектирование (см. пример 1). Расчетная длина троллеев соответствует длине цеха и определяется по плану, приведенному на рис. 3 (см. пример 2).

Решение

Исходя из заданной суммарной мощности двигателей крана (37 кВт) выбираем мощности двигателей отдельных приводов. Двигатели приводов крана выбираем исходя из следующих соотношений: 60 % установленной номинальной мощности двигателей приходится на главный привод, 10 % — на привод тележки и 30 % на привод моста. Результаты заносим в табл. 9.

Таблица 9

Параметры выбранных двигателей приводов крана

Двигатель	$P_n^{ПВ40}$, кВт	Тип	n_n , об/мин	Номинальный ток		η_n	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	$\frac{I_{II}}{I_n}$
				$I_n^{ПВ40}$, А	$I_n^{ПВ25}$, А			
Подъем	26,5	4AC180M4У3	1440	50	63,2	88,5	0,91/0,46	7
Тележка	4,25	4AC100L4У3	1395	10,1	12,8	78	0,82/0,67	6
Мост	11,8	4AC132M4У3	1410	25	31,6	84	0,85/0,62	7
Итого:	42,55	—	—	—	107,6	86,1	0,88/0,53	—

По формуле (4) определяем эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum \frac{P_{\text{н}}^{\text{ПВ40}}}{\eta} \right)^2}{\sum \left(\frac{P_{\text{н}}^{\text{ПВ40}}}{\eta} \right)^2} = \frac{49,43^2}{29,94^2 + 5,45^2 + 14,05^2} = 2,17.$$

По номограмме на рис. 4 определяем коэффициент спроса $k_{30} = 0,5$.

По формуле (24) определяем ток 30-минутного максимума нагрузки:

$$I_{30} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{н}}}{\eta} \cdot k_{30} \right)^2 + \left(\frac{P_{\text{н}}}{\eta} \cdot k_{30} \cdot \operatorname{tg} \varphi \right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(49,43 \cdot 0,5)^2 + (49,43 \cdot 0,5 \cdot 0,53)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 42,5 \text{ А.}$$

По найденному току с помощью табл. 6 выбираем угловую сталь для троллеев сечением $25 \times 25 \times 3$.

Рассчитываем пиковый ток по формуле (25):

$$I_{\text{п}} = I_{30} + k_{\text{п}}^{\text{max}} \cdot I_{25}^{\text{max}} - I_{25}^{\text{max}} \cdot \frac{I_{30}}{\sum I_{25}} = 42,5 + 7 \cdot 63,2 - 63,2 \cdot \frac{42,5}{107,6} = 459,9 \text{ А.}$$

По табл. 7 определяем удельную потерю напряжения в троллее при пиковом токе. Для уголка выбранного ранее сечения пиковый ток имеет слишком высокое значение. Поэтому в табл. 6 выбираем уголок $50 \times 50 \times 5$, удельная потеря напряжения в котором составит $0,26 \text{ В/м}$. По формуле (26) определяем потерю напряжения в троллеях:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot m \cdot l}{U_{\text{л}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,26 \cdot 59}{380} = 6,99 \text{ \%}.$$

Полученная потеря напряжения слишком велика, поэтому используем систему подпиток. По формуле (27) определяем допустимый пиковый ток троллея:

$$I_{\text{пт}} = \frac{\Delta U_0}{\Delta U_{\text{т}} \cdot l_{\text{т}} \cdot 10^{-3}} = \frac{11}{3,53 \cdot 59 \cdot 10^{-3}} = 52,8 \text{ А,}$$

$$\text{где } \Delta U_0 = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \text{ \%}}{\sqrt{3} \cdot 100} = \frac{5}{1,73 \cdot 100} = 11 \text{ В.}$$

$\Delta U_T = 3,53 \text{ В}/(\text{А} \cdot \text{км})$ взято из табл. 8 (максимальное значение из приведенного в таблице диапазона).

По формуле (28) находим ток подпитки, по формуле (29) — соотношение токов в троллеях и проводниках подпитки:

$$\gamma = \frac{I_{\text{пт}}}{I_{\text{пл}}} = \frac{52,8}{459,9 - 52,8} = 0,13.$$

По найденному значению γ с помощью табл. 8 выбираем для подпитки провод АПРТО сечением 120 мм^2 , проложенный в стальной трубе параллельно троллеям. Шаг подпитки примем равным 6 м.

6. Расчет механических нагрузок на проводники воздушной линии электропередач

При выборе сечения проводников воздушных линий осуществляется проверка проводников на механическую прочность под воздействием различных погодных факторов. Наиболее существенное влияние на механические напряжения, возникающие в проводе, оказывают ветер и отложение корки льда при отрицательных температурах. При комплексном проектировании воздушной линии производится также оценка механических напряжений в изоляторах и опорах линий электропередач (ЛЭП) при различных сочетаниях погодных факторов в нормальном, послеаварийном и аварийном режимах работы. Учитываются такие явления, как «пляска» и вибрация проводников.

Предварительная оценка сечений проводников, грозозащитных и несущих тросов ВЛ осуществляется с учетом минимального допустимого сечения по механической прочности, приведенных в ПУЭ [1, табл. 2.4.1, 2.4.2, 2.5.5], а также в пунктах 2.4.16, 2.5.80 Правил [1]. В дальнейшем должен быть произведен расчет воздушной линии по методу допускаемых напряжений для различных сочетаний погодных условий.

Критерии прохождения проверки проводников по допустимой механической нагрузке изложены в таблицах ПУЭ [1, табл. 2.4.3] (для проводников линий напряжением до 1000 В) и [1, табл. 2.5.7] (для проводников линий напряжением выше 1000 В). Физико-механические свойства проводников приведены в [1, табл. 2.5.8].

Справочные материалы, содержащие перечисленные в данном разделе таблицы из ПУЭ, приведены в прил. 7.

Проверка по механической нагрузке в большинстве случаев производится для двух сочетаний погодных факторов — при максимальной ветровой нагрузке на провода с отложением гололеда и при мак-

симальной ветровой нагрузке без гололеда. Для расчета необходимо задаться следующими исходными данными: 1) номера районов по ветру и гололеду (определяются по картам районирования, приведенным в ПУЭ [1]) или нормативная ветровая нагрузка и отложение гололеда для данной местности по данным метеонаблюдений; 2) угол между преобладающим ветром и направлением линии (в задаче принимается равным 90°); 3) тип местности для определения поправки в нормативную ветровую нагрузку k_w ; 4) высота расположения центра тяжести провода над уровнем земли (определяется при выборе опоры и рассчитывается по пункту 2.5.44 ПУЭ [1]); 5) длина пролета (обычно для воздушных линий напряжением 6–10 кВ составляет 150–200 м).

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяем погонную (на 1 метр длины провода) механическую нагрузку по отложению гололеда, Н/м:

$$P_{\Gamma\P} = P_{\Gamma}^H \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{Р}} \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \quad (30)$$

где $P_{\Gamma}^H = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3 \cdot (d + k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}$ — нормативная расчетная нагрузка;

k_i и k_d — коэффициенты, учитывающие изменение толщины стенки гололеда, принимаем по [1, табл. 2.5.4] (приведена в прил. 7);

b_3 — толщина стенки гололеда. Принимается по [1, табл. 2.5.3] (приведена в прил. 7);

ρ — плотность льда, $0,9 \text{ г/см}^3$;

d — диаметр провода, мм;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения;

$\gamma_{\text{пв}}$ — коэффициент надежности по степени ответственности линии, для линий напряжением менее 220 кВ принимается равным 1;

$\gamma_{\text{Р}}$ — региональный коэффициент, принимаем равным 1,3 для всех вариантов;

γ_f — коэффициент надежности по гололеду, равный 1,3 для районов по гололеду I и II; 1,6 — для районов по гололеду III и выше;

γ_d — коэффициент по условиям работы, равен 0,5.

2. Определяем ветровую нагрузку на провод в пролете длиной l , Н:

$$P_{\text{ИП}} = P_{\text{В}}^H \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{Р}} \cdot \gamma_f, \quad (31)$$

где $P_w^H = \alpha_w K_l K_w C_x W F \sin^2 \varphi$ — нормативная расчетная ветровая нагрузка;

W — нормативное ветровое давление, Па, принимается по табл. 2.5.1 ПУЭ (приведена в прил. 7). При гололеде рассчитывается и округляется до ближайшего большего значения в соответствии с п. 2.5.43 ПУЭ [1] по выражению $0,25 \cdot W_0$, где W_0 — нормативное ветровое давление, принимается по [1, табл. 2.5.1] в соответствии с картой районирования. При отсутствии отложения гололеда принимается равным W_0 ;

α_w — коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принимаемый равным:

Ветровое давление, Па	200 и меньше	240	280	300	320	360	400	500	580 и более
Коэффициент α_w^*	1	0,94	0,88	0,85	0,83	0,80	0,76	0,71	0,70

* Промежуточные значения α_w определяются линейной интерполяцией.

K_l — коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,2 при длине пролета до 50 м; 1,1 — при 100 м; 1,05 — при 150 м; 1,0 — при 250 м и более (промежуточные значения K_l определяются интерполяцией);

K_w — коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, определяемый по [1, табл. 2.5.2] (приведена в прил. 7);

C_x — коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным: 1,1 — для проводов и тросов, свободных от гололеда, диаметром 20 мм и более; 1,2 — для всех проводов и тросов, покрытых гололедом, и для всех проводов и тросов, свободных от гололеда, диаметром менее 20 мм;

$F = (d + 2 \cdot K_i K_d b_y) \cdot l \cdot 10^{-3}$ — площадь продольного сечения провода; φ — угол между направлением ветра и осью воздушной линии (при отсутствии метеоданных принимаем 90°);

b_y — условная толщина стенки гололеда, мм, принимается равной b_3 ;

$\gamma_{пв}$ — коэффициент надежности по ответственности, принимаемый равным: 1,0 — для ВЛ до 220 кВ; 1,1 — для ВЛ 330–750 кВ и ВЛ, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах независимо от напряжения, а также для отдельных особо ответственных однопроволочных ВЛ до 220 кВ при наличии обоснования;

γ_p — региональный коэффициент, принимаемый от 1 до 1,3. Значение коэффициента принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ;

γ_f — коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1.

3. Определяем массу проводника в пролете:

$$m = S_{al} \cdot l \cdot \rho_{al} + S_{ст} \cdot l \cdot \rho_{ст}, \quad (32)$$

где S_{al} и ρ_{al} — соответственно сечение и плотность алюминиевых жил;
 $S_{ст}$ и $\rho_{ст}$ — сечение и плотность жил стального сердечника провода.

4. Определяем механическое напряжение в проводах:

$$\sigma_p = \frac{P_{ГП} \cdot l + P_{ИП} + m \cdot g}{S_p}, \quad (33)$$

где $S_p = S_{al} + S_{ст}$ — суммарное сечение провода, мм².

Полученное значение механической нагрузки сравниваем с допустимым значением, приведенным в [1, табл. 2.5.7] (см. прил. 7).

Пример 6. Проверка проводников ВЛ по механической нагрузке

Задача

Произвести проверку проводника воздушной линии электропередач по механической прочности со следующими исходными данными для расчета:

Длина пролета	150 м
Район по гололеду	II
Район по ветру	IV
Тип местности	B
Высота центра тяжести провода	15 м
Диаметр провода	8,4 мм
Сечение алюминиевых жил	36,9 мм ²
Сечение стальных жил	6,15 мм ² .

Решение

По формуле (30) определяем погонную нагрузку на провод, вызванную отложением гололеда:

$$P_{\text{ГП}} = P_{\text{Г}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{Р}} \cdot \gamma_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{д}} = P_{\text{Г}}^{\text{H}} \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 9,73 \cdot 0,845 = 8,22 \text{ Н/м},$$

где $P_{\text{Г}}^{\text{H}} = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3 \cdot (d + k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \pi \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (8,4 + 1 \cdot 1 \cdot 15) \times \times 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 9,73 \text{ Н/м};$

k_i и k_d — коэффициенты, учитывающие изменение толщины стенки гололеда, принимаем равными 1;

b_3 — толщина стенки гололеда, для района по гололеду II принимается равной 15 мм;

$\gamma_{\text{пв}}$ — коэффициент надежности по степени ответственности линии, для линий напряжением менее 220 кВ принимается равным 1;

$\gamma_{\text{Р}}$ — региональный коэффициент, принимаем равным 1,3;

$\gamma_{\text{ф}}$ — коэффициент надежности по гололеду, для района по гололеду II равен 1,3;

$\gamma_{\text{д}}$ — коэффициент по условиям работы, равен 0,5.

По формуле (31) определяем механическую нагрузку от ветрового давления для проводников, покрытых гололедом:

$$P_{\text{ИП}} = P_{\text{В}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{Р}} \cdot \gamma_{\text{ф}} = \alpha_{\text{в}} K_l K_w C_x W F \sin^2 \varphi \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{Р}} \cdot \gamma_{\text{ф}} = \\ = 0,65 \cdot 1,05 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 200 \cdot 5,76 \cdot \sin^2 90 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 797,2 \text{ Н},$$

где $W = 0,25 \cdot W_0 = 0,25 \cdot 800 = 200 \text{ Па}$ — нормативное ветровое давление при гололедной нагрузке для IV региона по ветру;

$\alpha_{\text{в}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерное распределение ветровой нагрузки, равен 0,65 для $W_0 = 800 \text{ Па}$;

K_l — коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, для длины пролета равной 150 м принимается 1,05.

K_w — коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте, в зависимости от типа местности. Для высоты центра тяжести провода над поверхностью земли равной 15 м и типа местности В равен 0,65;

C_x — коэффициент лобового сопротивления; для проводов, покрытых гололедом, равен 1,2;

$F = (d + 2k_i k_d b_y) \cdot l \cdot 10^{-3} = (8,4 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 5,76 \text{ м}^2$ — продольное сечение провода в пролете;

k_i и k_d — коэффициенты, учитывающие изменение толщины стенки гололеда, принимаем равными 1;

b_y — условная толщина стенки гололеда, принимается равной $b_y = 15 \text{ мм}$;

φ — угол между направлением ветра и осью воздушной линии, принимаем максимальным, равным 90° .

По формуле (31) определяем механическую нагрузку от ветрового давления без покрытия проводников гололедом:

$$P_{\text{ИП}} = P_W^H \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_P \cdot \gamma_f = \alpha_w K_l K_w C_x W F \sin^2 \varphi \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_P \cdot \gamma_f = \\ = 0,65 \cdot 1,05 \cdot 0,65 \cdot 1,1 \cdot 800 \cdot 1,26 \cdot \sin^2 90 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 697,6 \text{ Н},$$

где $W = W_0 = 800 \text{ Па}$ — нормативное ветровое давление для IV региона по ветру;

$F = (d + 2k_i k_d b_y) l \cdot 10^{-3} = (8,4 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0) \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 1,26 \text{ м}^2$ — продольное сечение провода в пролете;

C_x — коэффициент лобового сопротивления, для проводов диаметром менее 20 мм равен 1,2.

По формуле (32) определяем массу проводника в пролете:

$$m = S_{\text{ал}} \cdot l \cdot \rho_{\text{ал}} + S_{\text{ст}} \cdot l \cdot \rho_{\text{ст}} = \\ = 36,9 \cdot 10^{-6} \cdot 150 \cdot 2700 + 6,15 \cdot 10^{-6} \cdot 150 \cdot 7700 = 22,04 \text{ кг}.$$

Определяем механическое напряжение в проводах для проводов, покрытых гололедом, и без отложения гололеда по формуле (33):

$$\sigma_{\text{р1}} = \frac{P_{\text{ГП}} \cdot l + P_{\text{ИП}} + m \cdot g}{S_p} = \frac{8,22 \cdot 150 + 797,2 + 22,04 \cdot 9,8}{43,05} = 52,17 \text{ Н/мм}^2;$$

$$\sigma_{\text{р2}} = \frac{P_{\text{ГП}} \cdot l + P_{\text{ИП}} + m \cdot g}{S_p} = \frac{0 \cdot 150 + 697,6 + 22,04 \cdot 9,8}{43,05} = 21,22 \text{ Н/мм}^2.$$

Сравниваем полученное значение с допустимым механическим напряжением, приведенным в табл. 2.5.5 ПУЭ. Для выбранного типа провода допустимое механическое напряжение составляет 120 и 90 Н/мм² при покрытии проводов гололедом и без покрытия соответственно. Сечение проводников воздушной линии удовлетворяет данным условиям.

7. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (к. з.) в электроустановках до 1000 В производится в соответствии с требованиями ГОСТ 28249–93 [12]. Та же методика расчета токов к. з. изложена в книге [13], где помимо расчетов в электроустановках до 1000 В приводится также и методика расчета токов к. з. в электроустановках напряжением выше 1000 В.

При определении токов к. з. на стороне 0,4 кВ ЦТП и на зажимах потребителей необходимо учесть (особенно при расчете к. з. на шинах подстанции) сопротивление внешней сети электроснабжения установки. Оно может быть определено по отключающей способности выключателя ВН, от которого получает питание линия, идущая к ЦТП, или более точно может быть определено после расчета тока к. з. на вводе в ЦТП. Таким образом, для более точного расчета токов к. з. на стороне НН ЦТП необходимо провести расчет токов к. з. во внешней сети электроснабжения подстанции.

Имеет большое значение место расположения расчетных точек короткого замыкания. Это расположение обусловлено в первую очередь назначением выполняемых расчетов. Если расчет токов к. з. производится с целью определить термическую, ударную или динамическую стойкость элементов системы электроснабжения, будь то проводники или коммутационные аппараты, то место расположения точки к. з. должно быть как можно ближе к источнику в зоне возможного повреждения. Примером может служить магистральный шинопровод. Здесь при определении максимального тока к. з. следует располагать расчетную точку в месте первого присоединения потребителя. Если же расчет производится с целью определения чувствительности защиты от сверхтоков, необходимо определить минимальное возможное значение тока к. з. в сети, находящейся в зоне действия этой защиты. В этом случае расчетную точку располагают как можно дальше от источника и производят расчет токов к. з. в несимметричном режиме работы сети

(однофазные, двухфазные и двойные однофазные токи к. з.) с учетом изменения активного сопротивления проводников вследствие их нагрева, а также с учетом сопротивления дуги.

7.1. Расчет токов к. з. в относительных единицах

В сетях выше 1000 В удобнее производить расчет в относительных единицах, поскольку в этом случае достаточно просто учитывается изменение номинального напряжения на различных участках схемы электроснабжения [11]. В этом случае сопротивления участков сети электроснабжения, выраженные в относительных единицах, представляют собой отношение падения напряжения на данном сопротивлении при номинальном токе к номинальному напряжению.

При расчете токов к. з. в относительных единицах все расчетные величины приводятся к базисным значениям напряжения и мощности. Базисное напряжение устанавливается на каждой ступени напряжения, присутствующей на схеме замещения из ряда: 6,3; 10,5; 37; 115 кВ и т. д., т. е. за базисное принимается напряжение на выводах питающего трансформатора данной ступени со снятой нагрузкой. За базисную мощность принимают суммарную мощность генераторов станции или трансформаторов подстанции. Обычно эта величина округляется до сотен МВ·А.

Базисный ток для каждой ступени вычисляется через базисные мощность и напряжение по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}. \quad (34)$$

Сопротивления участков системы электроснабжения также приводятся к базисному по формулам:

$$x_{*6} = x \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (35)$$

$$r_{*6} = r \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (36)$$

в случае, если сопротивления x и r заданы в омах на фазу (для воздушных линий и кабелей), или вычисляются по формулам:

$$x_{*6} = x_* \cdot \frac{S_6}{S_H}; \quad (37)$$

$$r_{*6} = r_* \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (38)$$

в случае, если сопротивления рассчитаны в относительных единицах.

В расчетах принимают следующие значения погонных сопротивлений линий: 0,4 Ом/км — для воздушных линий напряжением >1000 В; 0,08 Ом/км — для кабелей 6–20 кВ. При расчете токов к. з. в кабельных линиях напряжением 35 кВ и более, прокладываемых тремя отдельными проводниками, а также в высоковольтных шинопроводах и токопроводах, сопротивление принимается по результатам отдельного расчета [11].

Для трансформаторов мощностью более 630 кВ·А при расчетах токов к. з. учитывается только реактивное сопротивление обмоток, которое в относительных единицах приравнивается $0,01 \cdot u_{к\%}$ — напряжению короткого замыкания. Для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно учитывается также и активное сопротивление обмоток:

$$r_* = \frac{\Delta P_k}{S_H}, \quad (39)$$

где ΔP_k — потери в меди при опыте короткого замыкания, кВт;

S_H — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора в относительных единицах вычисляется по формуле:

$$x_* = \sqrt{\left(\frac{u_{к\%}}{100}\right)^2 - r_*^2}, \quad (40)$$

после чего как активное, так и индуктивное сопротивление обмоток приводится к базисному по формулам (37), (38).

Индуктивное сопротивление токоограничивающих реакторов может быть представлено в относительных единицах или процентах. В последнем случае сопротивление в относительных единицах, приведенное к базисному, рассчитывается по формуле:

$$x_{*6} = \frac{x_{p\%} \cdot I_6 \cdot U_H}{100 \cdot I_H \cdot U_6}, \quad (41)$$

где I_H и U_H — номинальные ток и напряжение реактора.

Если сопротивление реактора задано в относительных единицах, то оно приводится к базисному по формуле (37).

В сетях промышленных предприятий типична ситуация, когда точка короткого замыкания достаточно удалена от генераторов электрической станции и короткое замыкание в сети не влияет на уровень напряжения на шинах генератора. При возникновении к. з. вблизи генератора напряжение на его зажимах изменяется вследствие работы системы автоматического регулирования возбуждения генератора, реагирующей на изменение нагрузки. При удаленном же коротком замыкании его ток несопоставимо мал по сравнению с номинальным током генератора и можно считать, что

$$I_{\kappa} = I_{\Pi} = I'' = \frac{I_6}{z_{* \Sigma 6}}, \quad (42)$$

где I_{κ} — действующее значение установившегося тока к. з.;

I_{Π} — действующее значение периодической составляющей тока к. з.;

I'' — начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. (сверхпереходный ток);

$z_{* \Sigma 6} = \sqrt{(\Sigma r_{* \Sigma 6})^2 + (\Sigma x_{* \Sigma 6})^2}$ — суммарное сопротивление цепи к. з. в от-

носительных единицах, приведенное к базисному сопротивлению.

Активное сопротивление цепи к. з. следует учитывать в случае, если выполняется соотношение $r_{* \Sigma 6} > \frac{1}{3} x_{* \Sigma 6}$ [11].

Для того чтобы рассчитать приведенное сопротивление системы на стороне НН трансформатора ЦТП, необходимо произвести расчет тока и мощности металлического симметричного трехфазного к. з. на стороне ВН трансформатора с учетом всех сопротивлений цепи к. з., о которых нам известно. При этом на основе расчетной схемы составляется схема замещения, на которой указываются все сопротивления цепи к. з.

После того как по формуле (42) определим ток к. з., рассчитываем мощность к. з., $MВ \cdot А$, по формуле:

$$S_{\kappa} = \frac{S_6}{z_{* \Sigma 6}}. \quad (43)$$

Рассчитываем также ударный ток к. з.:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-t_y/T}\right) \cdot I_k, \quad (44)$$

где $T = \frac{x_{\sigma}^*}{2\pi f \cdot r_{\sigma}^*}$ — постоянная времени апериодической составляющей

тока короткого замыкания;

f — частота (50 Гц).

φ_k — угол сдвига начальных фаз вектора напряжения или ЭДС источника и вектора периодической составляющей тока к. з.:

$$\varphi_k = \arctg \left(\frac{x_{\sigma}^*}{r_{\sigma}^*} \right);$$

t_y — время от начала к. з. до появления ударного тока, с:

$$t_y = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_k}{\pi}.$$

Сопротивление сети на стороне НН, выраженное в мОм, определяем по формуле:

$$x_c = \frac{U_{\text{н}}^2}{S_k} = \frac{400^2}{S_k}, \quad (45)$$

где S_k — мощность к. з. на стороне ВН трансформатора ЦТП, кВ·А.

Сопротивление системы, определенное по формуле (45), следует учитывать в дальнейших расчетах, если выполняется условие $\frac{S_k}{S_{\text{н}}} < 50$.

Например, при мощности трансформатора ЦТП $S_{\text{н}} = 1000$ кВ·А и мощности к. з. на стороне ВН трансформатора $S_k = 50$ МВ·А, можно считать, что мощность системы до трансформатора $S_c = \infty$ и $x_c = 0$ мОм.

7.2. Расчет токов к. з. в именованных единицах

В сетях до 1000 В расчет токов к. з. удобнее производить в именованных единицах, поскольку в них, как правило, не изменяется уровень напряжения в зоне расчета токов к. з. Расчет производится в соответствии с требованиями ГОСТ 28249–93 [12], согласно которому напряжение выражается в вольтах (В), мощность в киловольтамперах (кВ·А), сопротивление в миллиомах (мОм) и ток в килоамперах (кА).

При расчете учитываются помимо сопротивления внешней сети, активного и индуктивного сопротивления обмоток силового трансформатора ЦТП, активного и индуктивного сопротивления проводников цепи к. з. также и следующие сопротивления:

- активное и индуктивное сопротивление катушек расцепителей, катушек электромагнитного дутья и контактов автоматических выключателей, разъединителей и рубильников;
- активное и индуктивное сопротивление первичных обмоток измерительных трансформаторов тока;
- активное сопротивление контактов в соединениях комплектных шинопроводов и в присоединениях кабельных линий и проводов.

Эти сопротивления приводятся в таблицах в приложении к ГОСТ 28249–93 и в прил. 8 настоящего пособия.

При расчете периодической составляющей тока к. з. в случае, если номинальный ток присоединенных электродвигателей превышает 1 % от начального значения периодической составляющей тока к. з., необходимо учитывать ток подпитки от синхронных и асинхронных электродвигателей.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. от синхронных электродвигателей ($I_{\text{поСД}}$) в килоамперах рассчитывают по формуле

$$I_{\text{поСД}} = \frac{E''_{\text{ф.СД}}}{\sqrt{(x''_d + x_{1\Sigma})^2 + (r_{\text{СД}} + r_{1\Sigma})^2}}, \quad (46)$$

где $E''_{\text{ф.СД}}$ — сверхпереходная ЭДС синхронного электродвигателя (фазное значение), В;

x''_d и $r_{\text{СД}}$ — соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм. При приближенных

расчетах принимают: $x_{d(\text{НОМ})}'' = 0,15$; $x_d'' = x_{d(\text{НОМ})}'' \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}$; $r_{\text{сд}} = 0,15x_d''$;

$r_{1\Sigma}$ и $x_{1\Sigma}$ — суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и точкой к. з., мОм.

Для синхронных электродвигателей сверхпереходную ЭДС ($E_{\text{ф.сд}}''$) в вольтах рассчитывают по формуле (здесь знак «+» в первом члене для двигателей, работающих с перевозбуждением до к. з., и знак «—» — если с недовозбуждением):

$$E_{\text{ф.сд}}'' = \sqrt{(U_{\text{ф}} \pm I_{\text{н}} x_d'' \sin \varphi_{\text{н}})^2 + (I_{\text{н}} x_d'' \cos \varphi_{\text{н}})^2}, \quad (47)$$

где $U_{\text{ф}}$ — фазное напряжение на выводах электродвигателя в момент, предшествующий замыканию, В;

$I_{\text{н}}$ — ток статора в момент, предшествующий замыканию, кА;

$\varphi_{\text{н}}$ — угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий к. з.;

x_d'' — сверхпереходное сопротивление по продольной оси синхронного электродвигателя, мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. от асинхронных электродвигателей ($I_{\text{поАД}}$) в килоамперах рассчитывают по формуле

$$I_{\text{поАД}} = \frac{E_{\text{ф.АД}}''}{\sqrt{(x_{\text{АД}}'' + x_{1\Sigma})^2 + (r_{\text{АД}} + r_{1\Sigma})^2}}, \quad (48)$$

где $x_{\text{АД}}''$ и $r_{\text{АД}}$ — соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм. При приближенных

расчетах принимают $x_{d(\text{НОМ})}'' = 0,18$; $x_{\text{АД}}'' = x_{d(\text{НОМ})}'' \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}$; $r_{\text{АД}} = 0,36x_d''$;

$E_{\text{ф.АД}}''$ — сверхпереходная ЭДС асинхронного электродвигателя, которую можно рассчитать по формуле

$$E_{\text{ф.АД}}'' = \sqrt{(U_{\text{ф}} \cos \varphi_{\text{н}} - I_{\text{н}} r_{\text{АД}})^2 + (U_{\text{ф}} \sin \varphi_{\text{н}} - I_{\text{н}} x_{\text{АД}}'')^2}. \quad (49)$$

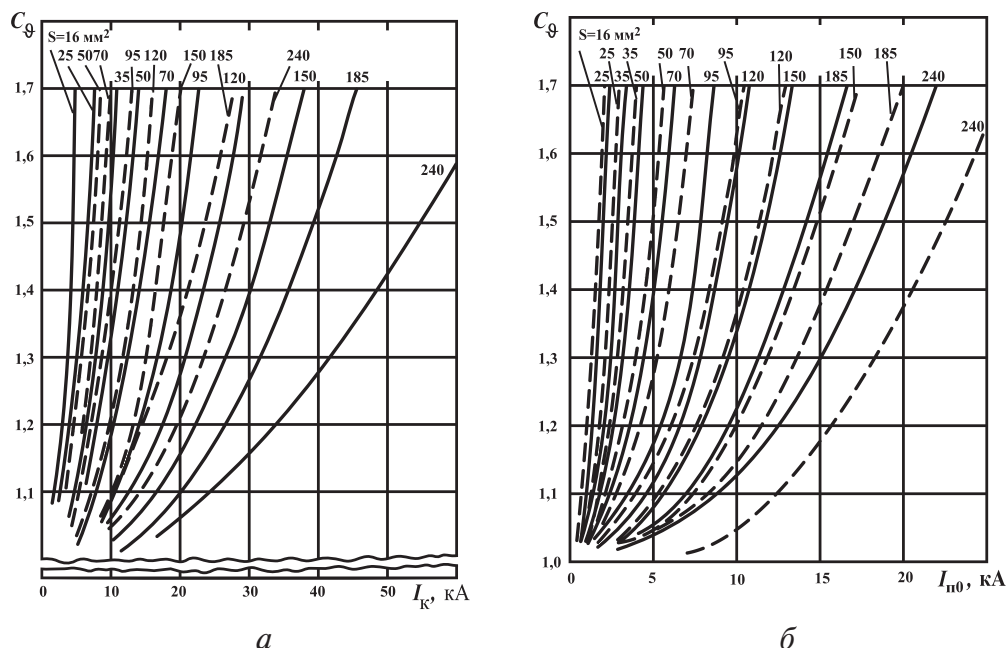


Рис. 9. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей разных сечений с алюминиевыми жилами от тока к. з.:

а — при продолжительностях к. з. 0,2 с (сплошные линии) и 0,6 с (пунктирные линии);
б — при продолжительностях к. з. 1,5 с (сплошные линии) и 1,0 с (пунктирные линии)

При расчете минимальных возможных токов к. з. рекомендуется учитывать увеличение активного сопротивления проводников при их нагреве токами к. з. (имеет смысл учитывать изменение сопротивления проводников только на последнем участке цепи к. з.). Поправка для кабелей определяется по графикам, приведенным в ГОСТ 28249–93 и рассчитывается по формуле:

$$r' = r \cdot C_9, \quad (51)$$

где C_9 — поправочный коэффициент, определяемый по графикам на рис. 8, 9.

Для определения минимального возможного тока к. з. в сети с глухозаземленной нейтралью трансформатора необходимо произвести расчет однофазного тока к. з. При этом в сети будет преобладать ток нулевой последовательности. Сопротивления питающего трансформатора токам нулевой последовательности при различных схемах соединения обмоток могут быть различными.

7.3. Однофазные замыкания на вторичных шинах трехфазных трансформаторов

Предельным случаем несимметричных режимов работы трехфазных трансформаторов являются однофазные к. з., возникающие вблизи вторичных выводов. Ввиду несимметрии такого режима величина тока к. з. определяется не столько мощностью и напряжением трансформатора, сколько его конструктивными особенностями — схемой соединения обмоток и типом магнитопровода. Это обстоятельство может существенно усложнять устройства защиты трансформаторов от однофазных токов к. з., которые представляют собой наиболее распространенную аварию электрических сетей (до 70 % от всех видов повреждений [14]).

Анализ этого режима проведем при следующих допущениях:

- трансформатор принимаем идеальным ($I_0 = 0$), с коэффициентом трансформации $k = 1$ ($I_2 = I_2'$, $U_2 = U_2'$ — со схемой замещения (см. рис. 10));
- до возникновения к. з. трансформатор работал на холостом ходу ($I_{2\Phi} = 0$);
- замыкание возникает между фазой a и нейтральным проводом n (см. рис. 11), что приводит к возникновению вторичного приведенного тока к. з. с величиной I_K^1 ;
- рассматриваем только установившийся режим, пренебрегая переходным процессом.

Однофазное к. з. на шинах трансформатора с соединением обмоток Y/Y_0 (см. рис. 11). Особенность однофазного замыкания в таком трансформаторе состоит в том, что состав симметричных составляющих токов первичной и вторичной обмоток различен. В первичной обмотке, соединенной звездой, токи нулевой последовательности возникать не могут, поэтому в первичных токах будут содержаться составляющие только прямой и обратной последовательностей. Во вторичной обмотке наличие нейтрального провода обеспечивает свободное протекание всех трех последовательностей.

Эту особенность отразим в *приведенных* (совмещающих первичные и вторичные величины) схемах замещения симметричных составляющих трансформатора (см. рис. 12). Так, в схемах прямой и обратной по-

следовательностей примем наличие первичных и вторичных составляющих токов, в схеме нулевой последовательности — только вторичных.

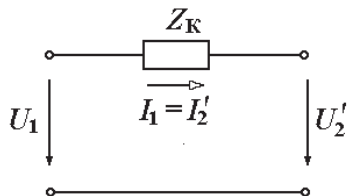


Рис. 10. Приведенная схема замещения трансформатора для анализа однофазного к. з.

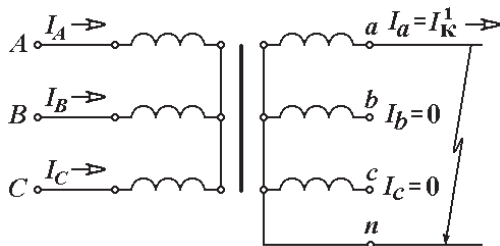


Рис. 11. Схема однофазного замыкания трансформатора с соединением обмоток Y/Y0

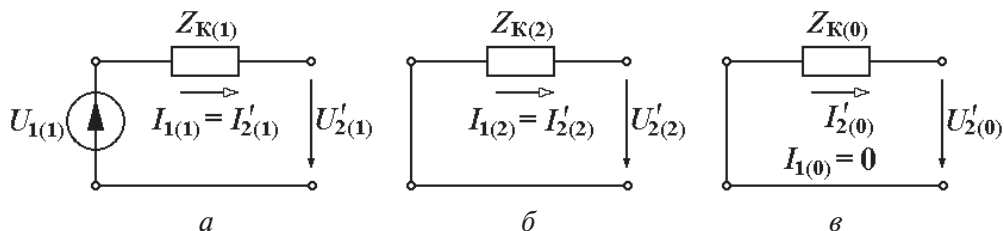


Рис. 12. Приведенные схемы замещения симметричных составляющих однофазного к. з. трансформатора с соединением обмоток Y/Y0:

a — прямой; *б* — обратной; *в* — нулевой последовательности

Симметричные составляющие вторичных токов. Для определения симметричных составляющих вторичных токов используем то обстоятельство, что до замыкания трансформатор работал на холостом ходу. Очевидно, что после замыкания величины вторичных токов $I'_2 \Rightarrow I'_a, I'_b, I'_c$ можно представить следующим образом:

$$\dot{I}'_a = \dot{I}'_{K1}, \dot{I}'_b = \dot{I}'_c = 0. \quad (52)$$

Согласно общему определению симметричных составляющих

$$\begin{cases} \dot{I}'_{2(1)} = \frac{1}{3} [\dot{I}'_a + a\dot{I}'_b + a^2\dot{I}'_c] \\ \dot{I}'_{2(2)} = \frac{1}{3} [\dot{I}'_a + a^2\dot{I}'_b + a\dot{I}'_c] \\ \dot{I}'_{2(0)} = \frac{1}{3} [\dot{I}'_a + \dot{I}'_b + \dot{I}'_c] \end{cases} \quad (53)$$

нетрудно получить значения всех составляющих вторичных токов (см. формулу (52)) при однофазном замыкании

$$\dot{I}'_{2(1)} = \dot{I}'_{2(2)} = \dot{I}'_{2(0)} = \frac{1}{3} \dot{I}'_K. \quad (54)$$

Векторные диаграммы симметричных составляющих вторичных токов, вычисленных по формуле (52), и их полных величин — I'_a, I'_b, I'_c приведены на рис. 13.

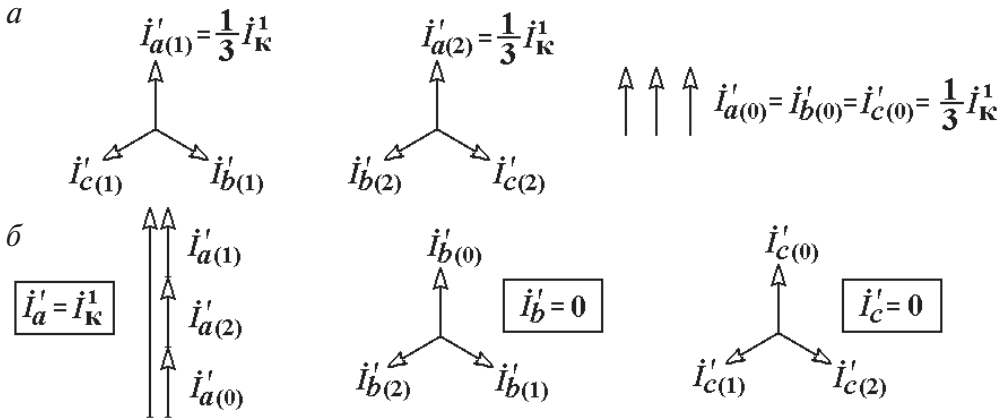


Рис. 13. Векторные диаграммы вторичных токов:
а — симметричных составляющих; б — их полных величин

Вторичный ток к. з. Абсолютное значение тока однофазного к. з. \dot{I}'_K найдем, используя граничное условие задачи — напряжение замкнутой фазы равно нулю, т. е.

$$\dot{U}'_a = \dot{U}'_{2(1)} + \dot{U}'_{2(2)} + \dot{U}'_{2(0)} = 0. \quad (55)$$

Величины симметричных составляющих вторичных напряжений, приведенных в формуле (55), определим, записывая уравнения второго закона Кирхгофа для схем замещения симметричных составляющих (см. рис. 12).

$$\begin{cases} \dot{U}'_{2(1)} = \dot{U}_{1(1)} - Z_{K(1)} \dot{I}'_{2(1)} \\ \dot{U}'_{2(2)} = -Z_{K(2)} \dot{I}'_{2(2)} \\ \dot{U}'_{2(0)} = -Z_{K(0)} \dot{I}'_{2(0)}. \end{cases} \quad (56)$$

Подстановка выражений симметричных составляющих напряжений, вычисленных по формуле (56), в граничное условие (55) дает уравнение с неизвестной величиной \dot{I}_K^1

$$\dot{U}'_a = 0 = \dot{U}_{1(1)} - [Z_{K(1)} + Z_{K(2)} + Z_{K(0)}] \frac{1}{3} \dot{I}_K^1 \quad (57)$$

и очевидным решением

$$\dot{I}_K^1 = \frac{3\dot{U}_{1(1)}}{Z_{K(1)} + Z_{K(2)} + Z_{K(0)}}.$$

Поскольку для трансформаторов $Z_{K(1)} = Z_{K(2)} = Z_K$, то выражение для тока однофазного замыкания удобно представить относительно паспортных данных силовых трансформаторов — Z_K , $U_{2\text{НОМ}}$ и сопротивления $Z_{K(0)}$

$$\dot{I}_K^1 = \frac{\sqrt{3}\dot{U}_{2\text{НОМ}}}{2Z_K + Z_{K(0)}}. \quad (58)$$

Вторичные напряжения при замыкании представим в виде суммы их симметричных составляющих

$$\begin{cases} \dot{U}'_a = \dot{U}'_{(1)} + \dot{U}'_{(2)} + \dot{U}'_{(0)} = 0 \\ \dot{U}'_b = a^2 \dot{U}'_{(1)} + a \dot{U}'_{(2)} + \dot{U}'_{(0)} \\ \dot{U}'_c = a \dot{U}'_{(1)} + a^2 \dot{U}'_{(2)} + \dot{U}'_{(0)}. \end{cases} \quad (59)$$

Подстановка выражений симметричных составляющих (56) в систему уравнений (59) дает

$$\begin{cases} \dot{U}'_a = \dot{U}_{1(1)} - Z_{K(1)} \dot{I}'_{2(1)} - Z_{K(2)} \dot{I}'_{2(2)} - Z_{K(0)} \dot{I}'_{2(0)} = 0 \\ \dot{U}'_b = a^2 \dot{U}_{1(1)} - a^2 Z_{K(1)} \dot{I}'_{2(1)} - a Z_{K(2)} \dot{I}'_{2(2)} - Z_{K(0)} \dot{I}'_{2(0)} \\ \dot{U}'_c = a \dot{U}_{1(1)} - a Z_{K(1)} \dot{I}'_{2(1)} - a^2 Z_{K(2)} \dot{I}'_{2(2)} - Z_{K(0)} \dot{I}'_{2(0)}. \end{cases} \quad (60)$$

Графическое решение системы (60) для случая чисто индуктивных сопротивлений Z_K (мощных трансформаторов) приведено на рис. 14. Так, на рис. 14, *а* показаны векторные диаграммы симметричных составляющих вторичных токов, на рис. 14, *б* — составляющих падений напряжений $\Delta U_{\Phi(i)} = -jX_{K(i)} I_{\Phi(i)}$. На рис. 14, *в* представлено окончательное решение системы (60), где пунктирными линиями обозначены векторы $U_{1(1)}$, $a^2 U_{1(1)}$, $a U_{1(1)}$, а сплошными — симметричные составля-

ющие падений напряжений $\Delta U_{\Phi(i)}$ и фазные напряжения $-U'_a, U'_b, U'_c$. На рис. 14, ε совмещены векторные диаграммы напряжений до замыкания, показанные пунктирными линиями, и после — сплошными. На этой диаграмме видно, что фазные напряжения в неповрежденных фазах несколько увеличиваются ($U_b > U_{b(1)}, U_c > U_{c(1)}$) и при этом становятся линейными — $U_b = U_{ab}, U_c = U_{ca}$. Линейное напряжение между неповрежденными фазами остается неизменным.

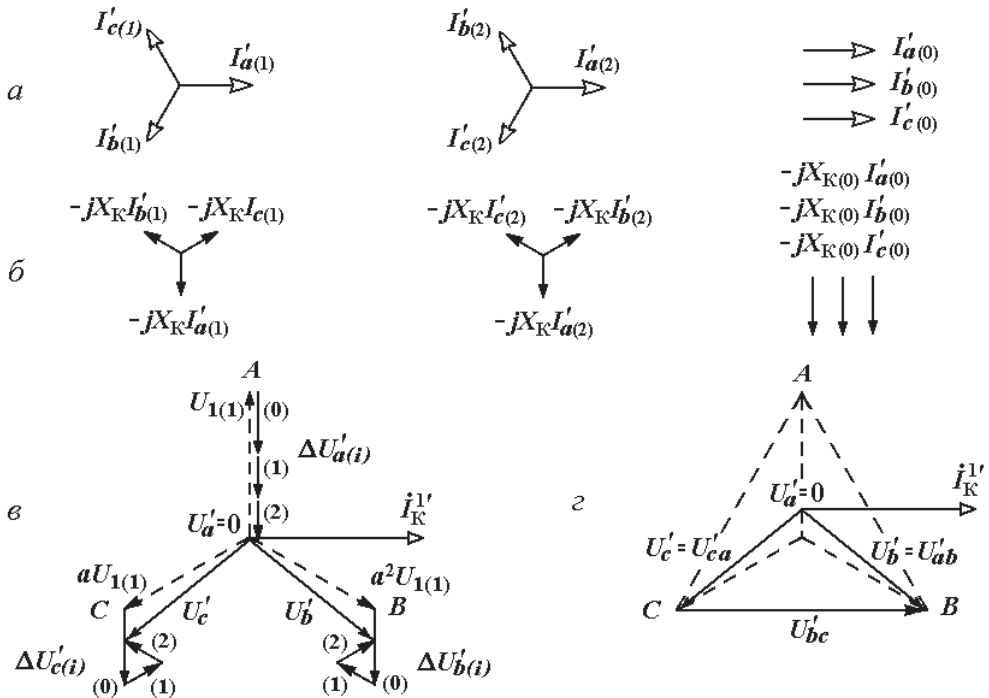


Рис. 14. Векторные диаграммы вторичных величин при однофазном к. з. трансформатора с соединением обмоток Y/Y_0

Трансформаторы с соединением обмоток Y/Y_0 широко применяются как источники питания четырехпроводных сетей, предназначенных для электроснабжения как трехфазных приемников, включаемых на линейное напряжение, так и однофазных, подключаемых на фазное напряжение. Таким образом, при однофазном замыкании трансформатора с соединением обмоток Y/Y_0 напряжения на однофазных приемниках в неповрежденных фазах увеличиваются, а у трехфазных — в двух фазах существенно снижаются.

Симметричные составляющие первичных токов. Определение симметричных составляющих вторичных токов позволяет найти симметричные составляющие первичных токов (см. рис. 15, а):

$$\dot{I}_{1(1)} = \dot{I}_{1(2)} = \frac{1}{3} \dot{I}_K^1, \quad \dot{I}_{1(0)} = 0, \quad (61)$$

и по ним их фазные величины (см. рис. 15, б).

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{A(1)} + \dot{I}_{A(2)} = \frac{2}{3} \dot{I}_K^1 \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{B(1)} + \dot{I}_{B(2)} = -\frac{1}{3} \dot{I}_K^1 \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{C(1)} + \dot{I}_{C(2)} = -\frac{1}{3} \dot{I}_K^1 \end{cases} \quad (62)$$

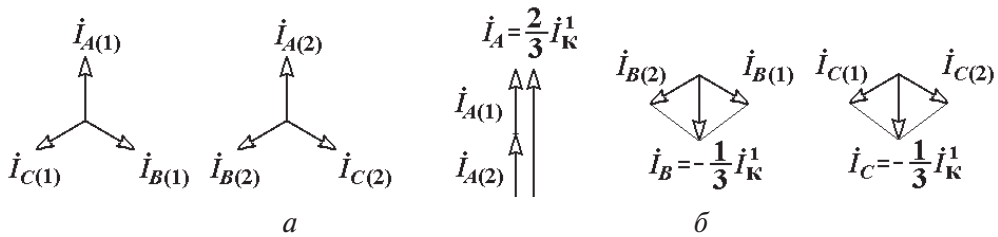


Рис. 15. Векторные диаграммы первичных токов:
а — симметричных составляющих; б — их величин

Первичные напряжения. Фазные величины первичных напряжений определим, записывая уравнения второго закона Кирхгофа для исходной приведенной схемы замещения трансформатора, приведенной на рис. 10:

$$\begin{cases} \dot{U}_A = Z_K \dot{I}_A + \dot{U}'_a = Z_K \frac{2}{3} \dot{I}_K^1 + 0 \\ \dot{U}_B = Z_K \dot{I}_B + \dot{U}'_b = -Z_K \frac{1}{3} \dot{I}_K^1 + \dot{U}'_b \\ \dot{U}_C = Z_K \dot{I}_C + \dot{U}'_c = -Z_K \frac{1}{3} \dot{I}_K^1 + \dot{U}'_c \end{cases} \quad (63)$$

Ниже, на рис. 16, б, приведено графическое решение системы (63). Диаграмма вторичных напряжений была получена выше (см. рис. 14, г, повторена на рис. 16, а).

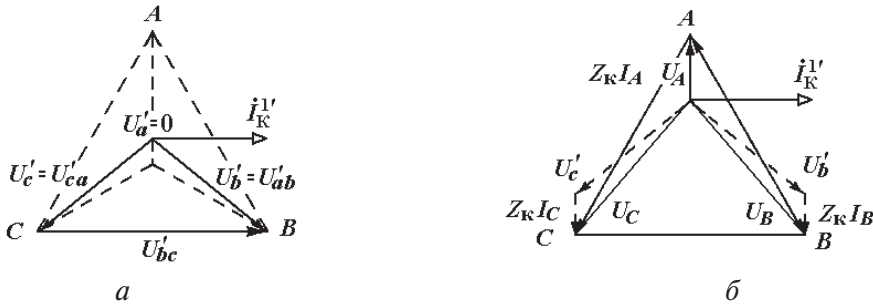
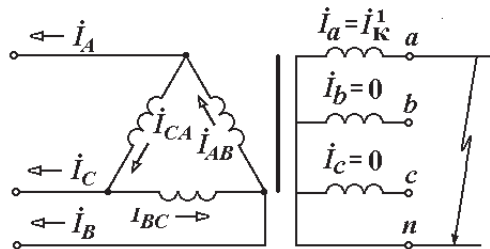
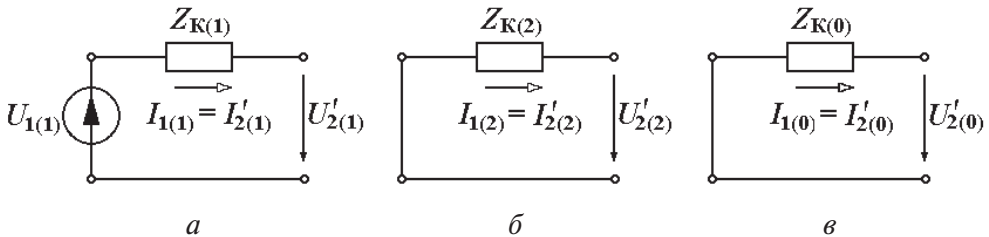


Рис. 16. Векторные диаграммы:

a — вторичных напряжений; *б* — первичных напряжений

Однофазное к. з. на шинах трансформатора с соединением обмоток Δ/Y_0 (см. рис. 17). Особенность однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в таком трансформаторе состоит в том, что состав симметричных составляющих токов первичной и вторичной обмоток одинаков. В первичной и вторичной обмотках могут свободно замыкаться токи всех трех последовательностей. Приведенные схемы замещения симметричных составляющих трансформатора показаны на рис. 18.

Рис. 17. Схема однофазного замыкания трансформатора с соединением обмоток Δ/Y_0 Рис. 18. Приведенные схемы замещения симметричных составляющих однофазного к. з. трансформатора с соединением обмоток Δ/Y_0 :

a — прямой; *б* — обратной; *в* — нулевой последовательности

Симметричные составляющие вторичных токов. Состав вторичных токов

$$\dot{I}'_a = \dot{I}'_{K^1}, \quad \dot{I}'_b = \dot{I}'_c = 0 \quad (64)$$

и их симметричных составляющих по сравнению с предыдущим случаем не изменится

$$\dot{I}'_{2(1)} = \dot{I}'_{2(2)} = \dot{I}'_{2(0)} = \frac{1}{3} \dot{I}'_{K^1}. \quad (65)$$

Векторные диаграммы симметричных составляющих вторичных токов, рассчитанных по формулам (64), (65), и их полных величин — \dot{I}'_a , \dot{I}'_b , \dot{I}'_c приведены на рис. 19.

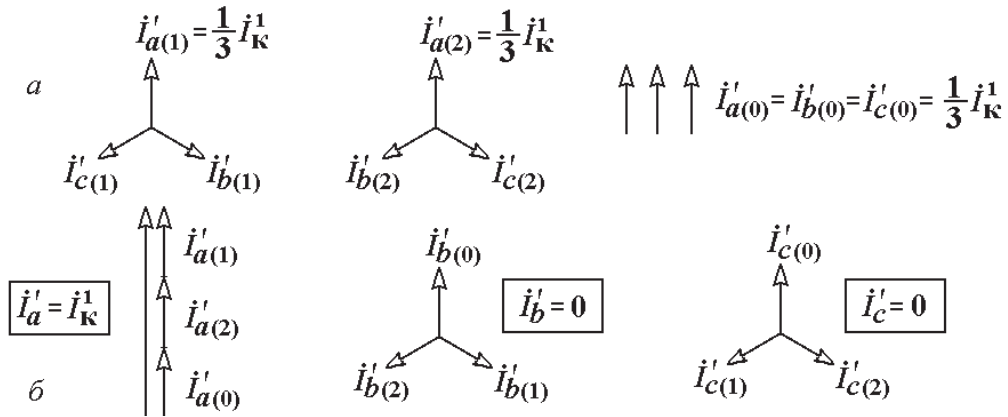


Рис. 19. Векторные диаграммы вторичных токов:
а — симметричных составляющих; б — их полных величин

Симметричные составляющие первичных токов. Определение симметричных составляющих вторичных токов позволяет найти симметричные составляющие первичных фазных токов (см. рис. 20, а),

$$\dot{I}_{1(1)} = \dot{I}_{1(2)} = \dot{I}_{1(0)} = \frac{1}{3} \dot{I}'_{K^1}, \quad (66)$$

и по ним их фазные величины (рис. 20, б):

$$\begin{cases} \dot{I}_{AB} = \dot{I}_{AB(1)} + \dot{I}_{AB(2)} + \dot{I}_{AB(0)} = \dot{I}'_{K^1} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{B(1)} + \dot{I}_{B(2)} + \dot{I}_{B(0)} = 0 \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{C(1)} + \dot{I}_{C(2)} + \dot{I}_{C(0)} = 0. \end{cases} \quad (67)$$

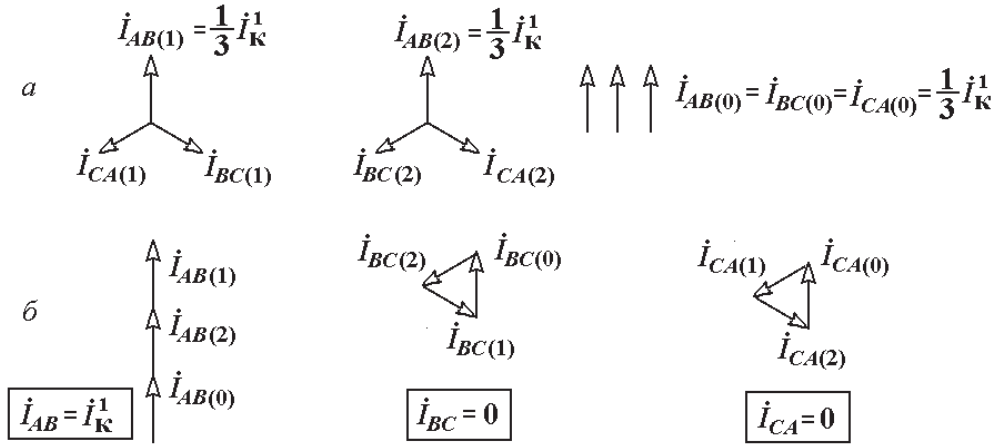


Рис. 20. Векторные диаграммы первичных фазных токов:

а — симметричных составляющих; б — их полных величин

Линейные токи первичной обмотки определим согласно условно их положительным направлениям, приведенным на рис. 17,

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{AB} - \dot{I}_{CA} = \dot{I}_K^1 \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{BC} - \dot{I}_{AB} = -\dot{I}_K^1 \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{CA} - \dot{I}_{BC} = 0. \end{cases} \quad (68)$$

Таким образом, при ОЗЗ в трансформаторе со схемой соединения Δ/Y_0 первичный ток к. з. будет протекать только в двух проводниках.

Первичные и вторичные напряжения определяются следующими выражениями:

$$\begin{cases} \dot{U}_{AB} = Z_K \dot{I}_{AB} + \dot{U}'_a = Z_K \dot{I}_K^1 + 0 \\ \dot{U}_{BC} = \dot{U}'_b \\ \dot{U}_{CA} = \dot{U}'_c. \end{cases} \quad (69)$$

Приведенные примеры показывают существенное влияние сопротивления нулевой последовательности на величину тока ОЗЗ. Различие в величинах сопротивлений прямой и нулевой последовательностей приводит к тому, что ток однофазного замыкания может быть как меньше, так и больше трехфазного. Определим максимальное значение тока ОЗЗ, по сравнению с трехфазным:

$$\dot{I}_K^1 = \frac{3\dot{U}_{1(1)}}{2Z_{K(1)} + Z_{K(0)}} \cdot \frac{Z_{K(1)}}{\dot{U}_{1(1)}} = \frac{3Z_{K(1)}}{2Z_{K(1)} + Z_{K(0)}} = \frac{3}{2 + \frac{Z_{K(0)}}{Z_{K(1)}}}. \quad (70)$$

Как следует из выражения (70), при $Z_{K(0)} = 0$ величина тока ОЗЗ в полтора раза больше трехфазного.

Таблица 10

**Расчетные сопротивления короткого замыкания силовых трансформаторов
с вторичным напряжением 0,4 кВ**

S_H , кВ·А	u_K , %	R_{K1} , МОм	X_{K1*} , д. е.	R_{K0*} , д. е.	X_{K0*} , д. е.	u_K , %	R_{K1} , МОм	X_{K1*} , д. е.	R_{K0*} , д. е.	X_{K0*} , д. е.
	Y/Y₀						Y/Z₀			
25	4,5	154	1,58	10,7	12,5	4,7	177	1,37	0,41	0,20
40	4,5	88,0	1,78	10,8	14,4	4,7	100	1,59	0,44	0,13
63	4,5	52,0	1,96	9,7	16,8	4,7	59,0	1,78	0,47	0,20
100	4,5	31,5	2,06	8,1	18,5	4,7	31,6	2,08	0,49	0,33
	Y/Y₀						Δ/Y₀			
160	4,5	16,6	2,51	9,10	22,1	4,5	16,6	2,51	1,00	2,51
250	4,5	9,4	2,89	10,3	25,0	4,5	9,4	2,89	1,00	2,89
400	4,5	5,5	3,11	10,1	27,1	4,5	5,9	2,88	1,00	2,88
630	5,5	3,1	4,39	9,68	30,9	5,5	3,4	3,97	1,00	3,97
1000	5,5	1,7	5,06	11,5	35,6	5,5	1,9	4,53	1,00	4,53
1600	5,5	1,0	5,40	16,3	50,0	5,5	1,1	4,90	1,00	4,90

При соединении обмоток Δ/Y_0 сопротивление токам нулевой последовательности не отличается от сопротивления токам прямой последовательности, которые протекают по обмоткам при симметричном трехфазном к. з., а при соединении обмоток Y/Y_0 существенно отличаются в большую сторону [14]. Например, для трансформатора номинальной мощностью 1000 кВ·А с данным соединением обмоток напряжением 10/0,4 кВ соотношение индуктивных сопротивлений нулевой и обратной последовательности $\frac{x_{T0}}{x_{T1}} = 7$, а для активных со-

противлений — $\frac{r_{T0}}{r_{T1}} = 11,5$. Соотношения сопротивлений обмоток то-

кам нулевой и прямой последовательностей трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , полученные на основании данных табл. 10 [14], приведены в табл. 11.

Таблица 11

Соотношение сопротивлений нулевой и прямой последовательности трансформаторов с соединением обмоток Y/Y₀

Мощность трансформатора, кВ·А	$\frac{r_{T0}}{r_{T1}}$	$\frac{x_{T0}}{x_{T1}}$
250	10,3	8,7
400	10,1	8,7
630	9,7	7,0
1000	11,5	7,0
1600	16,3	9,3

При соединении обмоток Y/Z₀ сопротивление обмоток токам нулевой последовательности меньше, чем сопротивление токам прямой последовательности. Соответственно ток однофазного к. з. на выводах НН такого трансформатора будет больше тока трехфазного симметричного к. з.

При расчетах несимметричных режимов к. з. необходимо скорректировать формулу для определения сопротивления цепи к. з. При симметричном трехфазном к. з. к проводнику линии приложено фазное напряжение и ток к. з. будет рассчитываться по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{\text{ф}} + r_{\text{T1}})^2 + (x_{\text{ф}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{с}})^2}}, \quad (71)$$

где $r_{\text{ф}}$ и $x_{\text{ф}}$ — суммарные сопротивления фазных жил проводников цепи к. з.;

r_{T1} и x_{T1} — сопротивления обмоток питающего трансформатора токам прямой последовательности;

$x_{\text{с}}$ — сопротивление системы до точки подключения трансформатора, приведенное к стороне НН.

Ток однофазного к. з. на основании полученного выражения (58) и в соответствии с ГОСТ 28249–93 [12] рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{л}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (72)$$

где $U_{\text{л}}$ — среднее номинальное линейное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$r_{1\Sigma}$ и $x_{1\Sigma}$ — суммарное активное и суммарное индуктивное активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи к. з.;

$r_{0\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ — суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки к. з. Эти сопротивления равны:

$$r_{0\Sigma} = r_{1\Sigma} - (r_{1Т} + r_{1ш} + r_{1кб} + r_{1вл}) + r_{0Т} + r_{0ш} + r_{0кб} + r_{0вл},$$

$$x_{0\Sigma} = x_{1\Sigma} - (x_{1Т} + x_{1ш} + x_{1кб} + x_{1вл}) + x_{0Т} + x_{0ш} + x_{0кб} + x_{0вл},$$

$r_{0Т}$ и $x_{0Т}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора;

$r_{0ш}$ и $x_{0ш}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода;

$r_{0кб}$ и $x_{0кб}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля;

$r_{0вл}$ и $x_{0вл}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии ($r_{0вл} = r_{1вл}$, $x_{0вл} \approx 3x_{1вл}$).

Сопротивления нулевой последовательности шинпроводов, в случае если сечения фазных и нулевых проводников одинаковы, определяются суммированием сопротивления фазного и нейтрального проводников для активного и реактивного сопротивлений соответственно. Активные и индуктивные сопротивления кабелей с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке определяются по табл. 12. Для остальных кабелей приводятся в прил. 8.

Таблица 12

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление кабеля в непроводящей оболочке, мОм/м			
	r_1	x_1	r_0	x_0
3×4	9,61	0,092	11,7	2,31
3×6	6,41	0,087	8,51	2,274
3×10	3,84	0,082	5,94	2,24
3×16	2,4	0,078	4,5	2,2
3×25	1,54	0,062	3,64	2,17
3×35	1,1	0,061	3,3	2,14
3×50	0,769	0,06	2,869	2,08
3×70	0,549	0,059	2,649	2,07
3×95	0,405	0,057	2,505	2,05
3×120	0,32	0,057	2,42	2,03
3×150	0,256	0,056	2,36	2,0

Окончание табл. 12

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление кабеля в непроводящей оболочке, мОм/м			
	r_1	x_1	r_0	x_0
3×4 + 1×2,5	9,61	0,098	11,71	2,11
3×6 + 1×4	6,41	0,094	8,71	1,968
3×10 + 1×6	3,84	0,088	5,9	1,811
3×16 + 1×10	2,4	0,084	4,39	1,558
3×25 + 1×16	1,54	0,072	3,42	1,258
3×35 + 1×16	1,1	0,068	2,97	1,241
3×50 + 1×25	0,769	0,066	2,449	0,949
3×70 + 1×35	0,549	0,065	2,039	0,741
3×95 + 1×50	0,405	0,064	1,665	0,559
3×120 + 1×50	0,32	0,064	1,54	0,545
3×150 + 1×70	0,256	0,063	1,276	0,43

При расчете минимально возможного тока короткого замыкания необходимо учитывать дуговой характер процесса, т. е. вводить в сопротивление цепи к. з. активное нелинейное сопротивление дуги. Здесь проще всего воспользоваться итерационным методом расчета, вычисляя сопротивление дуги с помощью аппроксимированной зависимости сопротивления дуги от тока дуги [13], мОм:

$$r_d(I_d) = \frac{47}{I_d^{0,28}} - 15. \quad (73)$$

При расчетах сначала определяем значение однофазного металлического тока к. з., корректируя при этом активное сопротивление проводников последнего участка цепи к. з. по формуле (51). Затем вычисляем сопротивление дуги при токе $I_d = 0,5I_k^{(1)}$ и подставляем полученное активное сопротивление дуги в формулу (72). Полученный ток к. з. подставляем в формулу (73) и повторяем итерацию. Для получения точности расчета порядка 1 % достаточно проделать от 3 до 5 итераций.

Пример 7. Расчет токов короткого замыкания

Задача

Произвести расчет максимальных (симметричных трехфазных) и минимальных (однофазных с учетом дугового характера к. з.) токов короткого замыкания в элементах системы электроснабжения цеха механической обработки. Исходные данные для расчета приведены в табл. 5 (см. пример 4), параметры выбранного ранее силового трансформатора приведены в примере 2.

Решение

Однолинейная схема сети цеха приведена на рис. 21.

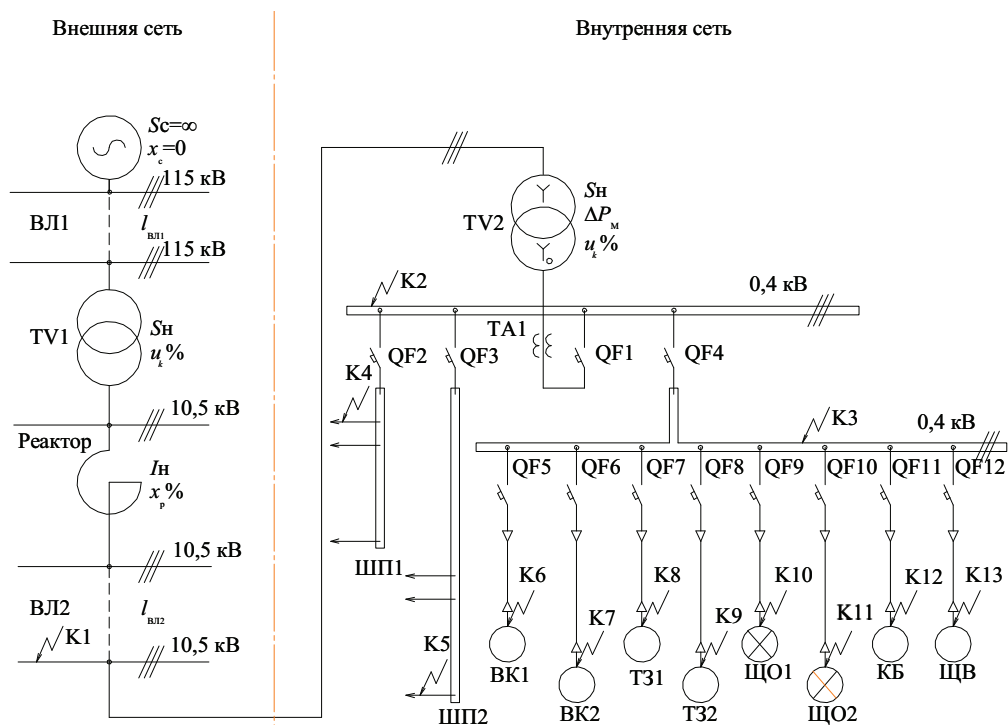


Рис. 21. Расчетная схема внешней и внутренней сетей цеха

Для расчетных точек К1, К4, К6, К8, К10 вычисляется только симметричный трехфазный ток к. з. и не заполняется графа 6 табл. 13. Для точек К5, К7, К9, К11 производится расчет только минимальных возможных токов к. з. и не заполняются графы 4, 5 табл. 13. Для остальных точек (К2, К3, К12, К13) вычисления производятся как для трехфазного симметричного, так и для однофазного дугового тока к. з. и заполняются все графы табл. 13.

После расчета сопротивлений цепи к. з. в точках К6 — К9 и К13 по формуле (48) рассчитывается ток подпитки от присоединенных асинхронных двигателей в точках К2 и К3 в случае, если суммарный номинальный ток двигателей составляет более 1 % от тока к. з. В таблицу с результатами расчета (см. табл. 13) заносятся уточненные значения тока к. з. в точках К2 и К3 с учетом тока подпитки от двигателей.

Данные для расчета (по схеме на рис. 21):

Воздушная линия 1	$l_{\text{вл1}} = 40 \text{ км}$	$x_{\text{вл1}} = 0,4 \text{ Ом/км}$
Трансформатор 110/10 кВ	$S_{\text{н}} = 30 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$u_{\text{к}} = 10,5 \%$
Реактор	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$	$x_{\text{р}} = 4 \%$
Воздушная линия 2	$l_{\text{вл2}} = 5 \text{ км}$	$x_{\text{вл2}} = 0,36 \text{ Ом/км};$ $r_{\text{вл2}} = 0,8 \text{ Ом/км}$
Трансформатор 10/0,4 кВ	$S_{\text{н}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$	$u_{\text{к}} = 7 \%$ $\Delta P_{\text{к}} = 12,2 \text{ кВт}$
Остальные данные для расчета приведены в табл. 5 (см. пример 4).		

Расчет к. з. в точке К1

По схеме замещения (рис. 21) составляем расчетную схему (рис. 22).



Рис. 22. Схема замещения цепи к. з. до точки К1

Рассчитываем сопротивления участков цепи к. з. в относительных единицах и приводим их к базисной мощности 100 МВ · А.

Сопротивление ВЛ1:

$$x_{*1} = x_{0\text{ВЛ1}} \cdot l_{\text{ВЛ1}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,12.$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{*2} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{30} = 0,35.$$

Рассчитываем базисный ток на ступени 10,5 кВ:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,50 \text{ кА}.$$

Сопротивление реактора:

$$x_{*3} = \frac{x_{p\%} \cdot I_6 \cdot U_H}{100 \cdot I_H \cdot U_6} = \frac{4 \cdot 5,5 \cdot 10}{100 \cdot 0,8 \cdot 10,5} = 0,26.$$

Сопротивление ВЛ2:

$$x_{*4} = x_{0\text{ВЛ2}} \cdot l_{\text{ВЛ2}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,36 \cdot 5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,63;$$

$$r_{*4} = r_{0\text{ВЛ2}} \cdot l_{\text{ВЛ2}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,8 \cdot 5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 3,63.$$

Находим суммарные сопротивления цепи к. з.:

$$x_{*\Sigma} = 0,12 + 0,35 + 0,26 + 1,63 = 2,36;$$

$$r_{*\Sigma} = 3,63.$$

Поскольку $r_{*\Sigma} > 0,3 \cdot x_{*\Sigma}$, активным сопротивлением цепи к. з. пренебречь нельзя. Находим полное сопротивление цепи к. з.:

$$z_{*\Sigma} = \sqrt{(r_{*\Sigma})^2 + (x_{*\Sigma})^2} = \sqrt{3,63^2 + 2,36^2} = 4,33.$$

Рассчитываем ток и мощность к. з. на вводе в ЦТП:

$$I_K = \frac{I_6}{z_{*\Sigma6}} = \frac{5,5}{4,33} = 1,27 \text{ кА};$$

$$S_K = \frac{S_6}{z_{*\Sigma6}} = \frac{100}{4,33} = 23,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитываем ударный ток к. з.:

$$\begin{aligned} i_y &= \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-t_y/T}\right) \cdot I_k = \\ &= \sqrt{2} \cdot \left(1 + \sin(33) \cdot e^{-\frac{0,0068}{0,00207}}\right) \cdot 1,27 = 1,83 \text{ кА}, \end{aligned}$$

$$\text{где } T = \frac{x_{*\Sigma}}{2\pi f \cdot r_{*\Sigma}} = \frac{2,36}{2\pi \cdot 50 \cdot 3,63} = 0,00207 \text{ с.}$$

$$\varphi_k = \arctg\left(\frac{x_{*6}}{r_{*6}}\right) = \arctg\left(\frac{2,36}{3,63}\right) = 33 \text{ град.};$$

$$t_y = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_k}{\pi} = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + 33 \cdot \frac{\pi}{180}}{\pi} = 0,0068 \text{ с.}$$

Поскольку соотношение мощности к. з. на вводе в ЦТП и номинальной мощности трансформатора меньше 50, необходимо учесть сопротивление внешней сети при расчете к. з. на стороне НН ЦТП. Рассчитываем приведенное сопротивление сети на стороне НН трансформатора ЦТП:

$$x_c = \frac{U_H^2}{S_k} = \frac{400^2}{23090} = 6,93 \text{ МОм.}$$

Расчет к. з. в точке К2

По схеме замещения (рис. 21) составляем расчетную схему (см. рис. 23).

Рассчитываем сопротивление цепи к. з. до точки К2. Сопротивление обмоток трансформатора в относительных единицах составит:

$$\begin{aligned} r_* &= \frac{\Delta P_k}{S_H} = \frac{12,2}{1000} = 0,0122, \\ x_* &= \sqrt{\left(\frac{u_{k\%}}{100}\right)^2 - r_*^2} = \sqrt{\left(\frac{7}{100}\right)^2 - 0,0122^2} = 0,069. \end{aligned}$$

Переводим полученные значения в именованные единицы:

$$\begin{aligned} x_{\text{TH1}} &= x_* \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = 0,069 \cdot \frac{400^2}{1000} = 11,03 \text{ МОм}; \\ r_{\text{TH1}} &= r_* \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = 0,012 \cdot \frac{400^2}{1000} = 1,92 \text{ МОм.} \end{aligned}$$

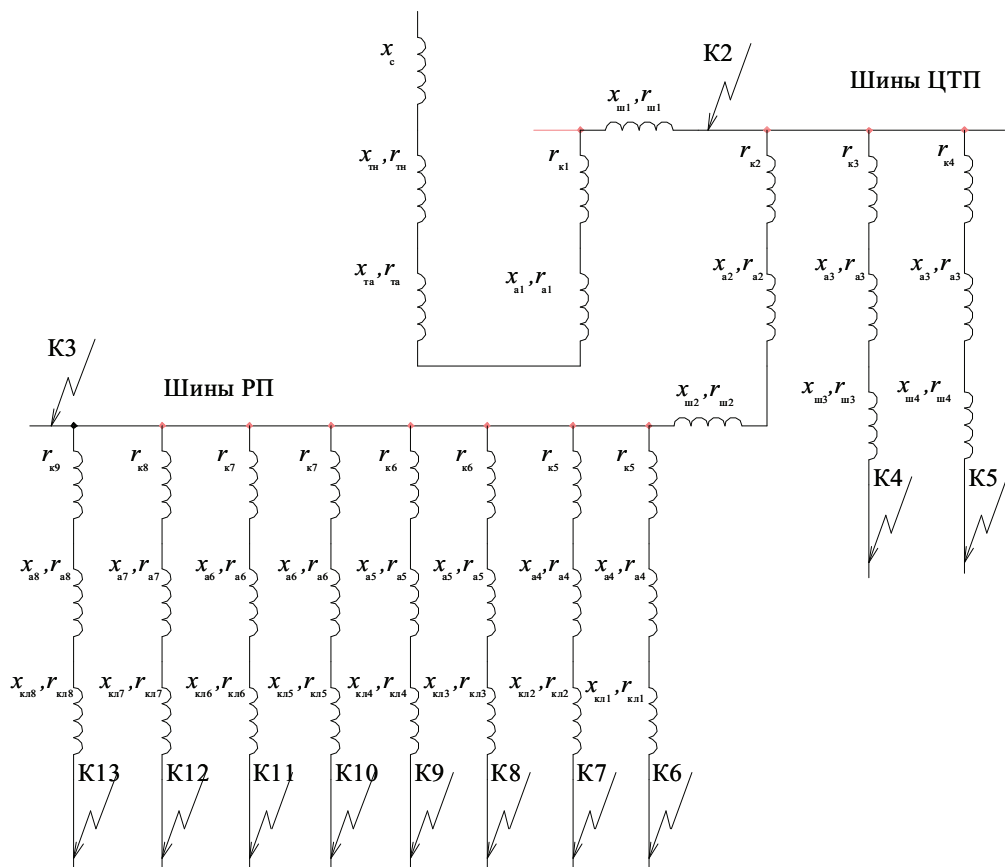


Рис. 23. Схема замещения цепи к. з. на стороне НН ЦТП

Активное и индуктивное сопротивления первичной обмотки трансформатора тока, сопротивления контактов и расцепителей автоматов, а также сопротивление контактных соединений принимаем по ГОСТ 28249–93 [12]. В последнем случае необходимо умножить сопротивление единичного контакта на их количество. В данном случае количество разборных и разъемных контактов до точки к. з. составит 3, если принять, что шины ЦТП сварные по всей длине. При расчетном токе шин ЦТП 810 А принимаем:

- составляющие сопротивления трансформатора тока 1000/5:

$$x_{та} = 0,02 \text{ мОм};$$

$$r_{та} = 0,01 \text{ мОм};$$

- составляющие сопротивления автоматического выключателя ($I_H = 1000 \text{ A}$):

$$x_{a1} = 0,1 \text{ МОм};$$

$$r_{a1} = 0,25 \text{ МОм};$$

- сопротивление контактных соединений

$$r_{k1} = 3 \cdot 0,0035 = 0,011 \text{ МОм}.$$

Длина шин по плану на рис. 3 составляет 16,2 м. Активное и индуктивное сопротивления шин ЦТП принимаем по табл. 5:

$$x_{ш1} = 0,045 \cdot 16,2 = 0,729 \text{ МОм};$$

$$r_{ш1} = 0,074 \cdot 16,2 = 1,199 \text{ МОм}.$$

Рассчитываем суммарные активное, индуктивное и полное сопротивления цепи к. з.:

$$r_{\Sigma K2} = r_{TH1} + r_{Ta} + r_{a1} + r_{k1} + r_{ш1} = 1,92 + 0,01 + 0,25 + 0,011 + 1,199 = 3,39 \text{ МОм};$$

$$\begin{aligned} x_{\Sigma K2} &= x_c + x_{TH1} + x_{Ta} + x_{a1} + x_{ш1} = \\ &= 6,93 + 11,03 + 0,02 + 0,1 + 0,729 = 18,809 \text{ МОм}; \end{aligned}$$

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{r_{\Sigma K2}^2 + x_{\Sigma K2}^2} = \sqrt{3,39^2 + 18,89^2} = 19,192 \text{ МОм}.$$

Рассчитываем трехфазный симметричный ток к. з. в точке K2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,192} = 12,03 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке K2 составит:

$$\begin{aligned} i_{yc2} &= \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \sin \varphi_K \cdot e^{-t_y/T}\right) \cdot I_{K2} = \\ &= \sqrt{2} \cdot \left(1 + 0,98 \cdot e^{-\frac{0,0094}{0,0177}}\right) \cdot 12,03 = 26,81 \text{ кА}, \end{aligned}$$

$$\text{где } T = \frac{x_{\Sigma K2}}{2\pi f \cdot r_{\Sigma K2}} = \frac{18,809}{2\pi \cdot 50 \cdot 3,39} = 0,0177 \text{ с};$$

$$\varphi_K = \arctg\left(\frac{x_{\Sigma K2}}{r_{\Sigma K2}}\right) = \arctg\left(\frac{18,809}{3,39}\right) = 79,8 \text{ град.};$$

$$t_y = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_k}{\pi} = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + 79,8 \cdot \frac{\pi}{180}}{\pi} = 0,0094 \text{ с.}$$

Рассчитываем максимальный пусковой ток присоединенных двигателей:

$$i_{yn} = \sqrt{2} \cdot k_n \cdot \sum I_n = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot (28,5 + 2 \times 47,5 + 2 \times 53,2) = 2113 \text{ А.}$$

Суммарный ударный ток составит:

$$i_{y2} = i_{yc2} + i_{yn} = 26,81 + 2,11 = 28,92 \text{ кА.}$$

Рассчитываем однофазный ток к. з. в точке К2 без учета нагрева проводников током к. з. Учитываем изменение сопротивления обмоток трансформатора токам нулевой последовательности:

$$r_{тн0} = 11,5 \cdot r_{тн1} = 11,5 \cdot 1,92 = 22,08 \text{ мОм;}$$

$$x_{тн0} = 7 \cdot x_{тн1} = 7 \cdot 11,03 = 77,21 \text{ мОм.}$$

Также необходимо учесть сопротивления нулевой последовательности проводников в цепи к. з. Поскольку сечение фазных и нулевых проводников шинпровода до точки к. з. одинаково, принимаем:

$$r_{ш1_0} = 2 \cdot r_{ш1} = 2 \cdot 1,119 = 2,238 \text{ мОм;}$$

$$x_{ш1_0} = 2 \cdot x_{ш1} = 2 \cdot 0,729 = 1,458 \text{ мОм.}$$

Суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности составят:

$$\begin{aligned} r_{0\Sigma K2} &= r_{\Sigma\Sigma 2} - (r_{тн1} + r_{ш1}) + r_{тн0} + r_{ш1_0} = \\ &= 3,39 - (1,92 + 1,119) + 22,08 + 2,238 = 24,669 \text{ мОм;} \end{aligned}$$

$$I_{C5} = \frac{U_5}{\sqrt{3} \cdot x_c} \cdot 5 = \frac{29,4}{\sqrt{3} \cdot 0,723} \cdot 5 = 117,4 \text{ мОм.}$$

Ток рассчитываем по формуле (72):

$$\begin{aligned} I_{K2}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3}U_{л}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 3,39 + 24,668)^2 + (2 \cdot 18,809 + 86,447)^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{989 + 15392}} = 5,41 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Изменение сопротивления проводников за счет нагрева токами к. з. за время срабатывания расцепителя автоматического выключателя ввиду массивности проводников шинопровода не учитываем.

Рассчитываем дуговой однофазный ток к. з. в точке К2. При этом принимаем сопротивление дуги:

$$r_d = \frac{47}{(0,5 \cdot 5,41)^{0,28}} - 15 = 20,57 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 2}^{(1д)} = \frac{\sqrt{3} U_{л}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma} + r_d)^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 3,39 + 24,668 + 20,57)^2 + (2 \cdot 18,809 + 86,447)^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{2705 + 15392}} = 5,14 \text{ кА}.$$

Полученное значение тока подставляем в формулу для определения сопротивления дуги:

$$r_d = \frac{47}{(5,14)^{0,28}} - 15 = 14,71 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 2}^{(1д)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(31,45 + 14,71)^2 + (124,06)^2}} = \frac{692,82}{\sqrt{2131 + 15392}} = 5,23 \text{ кА}.$$

Повторяем итерационный расчет:

$$r_d = \frac{47}{(5,23)^{0,28}} - 15 = 14,57 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 2}^{(1д)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(31,45 + 14,57)^2 + 124,06^2}} = \frac{692,82}{\sqrt{2118 + 15392}} = 5,24 \text{ кА}.$$

Полученное значение практически совпадает со значением тока на предыдущей итерации. Прерываем расчет и заносим полученные значения в табл. 13.

Расчет к. з. в точке К3

При расчете симметричного трехфазного тока к. з. к полученным суммарным сопротивлениям цепи к. з. в точке К2 прибавляем сопротивления шин РП, автоматического выключателя и контактов в соответствии со схемой на рис. 23. При расчетном токе шин ЦТП 256 А принимаем:

- составляющие сопротивление автоматического выключателя ($I_H=250$ А):

$$x_{a2} = 0,4 \text{ мОм};$$

$$r_{a2} = 1,0 \text{ мОм};$$

- сопротивление контактных соединений

$$r_{к2} = 0,009 \text{ мОм}.$$

Длина шин по плану на рис. 3 составляет 8,2 м. Активное и индуктивное сопротивление шин РП принимаем по табл. 5:

$$x_{ш2} = 0,183 \cdot 8,2 = 1,500 \text{ мОм};$$

$$r_{ш2} = 0,268 \cdot 8,2 = 2,198 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем суммарные активное, индуктивное и полное сопротивления цепи к. з.:

$$r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma K2} + r_{a2} + r_{к2} + r_{ш2} = 3,39 + 1,00 + 0,009 + 2,198 = 6,597 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K2} + x_{a2} + x_{ш2} = 18,809 + 0,4 + 1,5 = 20,709 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma K3} = \sqrt{r_{\Sigma K3}^2 + x_{\Sigma K3}^2} = \sqrt{6,597^2 + 20,709^2} = 21,734 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем трехфазный симметричный ток к. з. в точке К2:

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21,734} = 10,63 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К3, обусловленный сопротивлением сети, составит:

$$\begin{aligned} i_{yc3} &= \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к3} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-t_y/T}\right) \cdot I_{к2} = \\ &= \sqrt{2} \cdot \left(1 + 0,95 \cdot e^{-\frac{0,009}{0,0099}}\right) \cdot 10,63 = 20,71 \text{ кА}, \end{aligned}$$

$$\text{где } T = \frac{x_{\Sigma K3}}{2\pi f \cdot r_{\Sigma K3}} = \frac{20,709}{2\pi \cdot 50 \cdot 6,597} = 0,0099 \text{ с};$$

$$\varphi_k = \arctg\left(\frac{x_{\Sigma K3}}{r_{\Sigma K3}}\right) = \arctg\left(\frac{20,709}{6,597}\right) = 72,3 \text{ град.};$$

$$t_y = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_k}{\pi} = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + 72,3 \cdot \frac{\pi}{180}}{\pi} = 0,009 \text{ с.}$$

Суммарный ударный ток составит:

$$i_{y3} = i_{yc3} + i_{yn} = 20,71 + 2,11 = 22,82 \text{ кА.}$$

Принимаем сопротивления шинпровода РП токам нулевой последовательности:

$$r_{ш2_0} = 2 \cdot r_{ш2} = 2 \cdot 2,198 = 4,396 \text{ мОм};$$

$$x_{ш2_0} = 2 \cdot x_{ш2} = 2 \cdot 1,5 = 3 \text{ мОм.}$$

Суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности составят:

$$r_{0\Sigma K3} = r_{0\Sigma K2} + r_{a2} + r_{k2} + r_{ш2_0} = 24,669 + 1 + 0,009 + 4,396 = 30,074 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma K3} = x_{0\Sigma K2} + x_{a2} + x_{ш2_0} = 86,447 + 0,4 + 3 = 89,847 \text{ мОм.}$$

Однофазный ток к. з. в точке К3 рассчитываем по формуле (72):

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{л}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 6,597 + 30,074)^2 + (2 \cdot 20,709 + 89,847)^2}} = \frac{692,82}{\sqrt{1872 + 17231}} = 5,01 \text{ кА.}$$

Изменение сопротивления проводников за счет нагрева токами к. з. за время срабатывания расцепителя автоматического выключателя ввиду массивности проводников шинпровода не учитываем.

Рассчитываем дуговой однофазный ток к. з. в точке К3. При этом принимаем сопротивление дуги:

$$r_d = \frac{47}{(0,5 \cdot 5,01)^{0,28}} - 15 = 21,34 \text{ мОм,}$$

$$I_{K3}^{(1d)} = \frac{\sqrt{3}U_{л}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma} + r_d)^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(43,268 + 21,34)^2 + 131,265^2}} =$$

$$= \frac{692,82}{\sqrt{4175 + 17231}} = 4,74 \text{ кА.}$$

Полученное значение тока подставляем в формулу для определения сопротивления дуги:

$$r_d = \frac{47}{(4,74)^{0,28}} - 15 = 15,41 \text{ мОм},$$

$$I_{к3}^{(1д)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(43,268 + 15,41)^2 + 131,265^2}} = \frac{692,82}{\sqrt{3443 + 17231}} = 4,82 \text{ кА}.$$

Повторяем итерационный расчет:

$$r_d = \frac{47}{(4,82)^{0,28}} - 15 = 15,26 \text{ мОм},$$

$$I_{к3}^{(1д)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(43,268 + 15,26)^2 + 131,265^2}} = \frac{692,82}{\sqrt{3443 + 17231}} = 4,82 \text{ кА}.$$

Полученное значение совпадает со значением тока на предыдущей итерации. Прерываем расчет и заносим полученные значения в табл. 13.

Расчет к. з. в точке К10

При расчете симметричного трехфазного тока к. з. к полученным суммарным сопротивлениям цепи к. з. в точке К3 прибавляем сопротивления кабеля, автоматического выключателя и контактов в соответствии со схемой на рис. 23. При расчетном токе присоединения принимаем:

- сопротивление автоматического выключателя ($I_n = 70 \text{ А}$)

$$x_{a6} = 2,0 \text{ мОм};$$

$$r_{a6} = 3,5 \text{ мОм};$$

- сопротивление контактных соединений

$$r_{к7} = 0,029 \text{ мОм}.$$

Длина кабеля до наиболее удаленного щита освещения по плану на рис. 3 составляет 14,2 м. Активное и индуктивное сопротивления кабеля сечением 25 мм^2 до ближайшего щита освещения принимаем по табл. 5:

$$x_{кл4} = 0,06 \cdot 14,2 = 0,852 \text{ мОм};$$

$$r_{кл4} = 1,450 \cdot 14,2 = 20,59 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем суммарные активное, индуктивное и полное сопротивление цепи к. з.:

$$r_{\Sigma K10} = r_{\Sigma K3} + r_{a6} + r_{K7} + r_{KЛ4} = 6,597 + 3,5 + 0,029 + 20,59 = 30,716 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma K10} = x_{\Sigma K3} + x_{a6} + x_{KЛ4} = 20,709 + 2,0 + 0,859 = 23,568 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma K10} = \sqrt{r_{\Sigma K10}^2 + x_{\Sigma K10}^2} = \sqrt{30,716^2 + 23,568^2} = 38,715 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем трехфазный симметричный ток к. з. в точке К10:

$$I_{K10}^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K10}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 38,715} = 5,96 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К10 составит:

$$\begin{aligned} i_{y10} &= \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot (1 + \sin \varphi_K \cdot e^{-t_y/T}) \cdot I_{K2} = \\ &= \sqrt{2} \cdot \left(1 + 0,61 \cdot e^{-\frac{0,007}{0,0024}} \right) \cdot 5,96 = 8,68 \text{ кА}, \end{aligned}$$

$$\text{где } T = \frac{x_{\Sigma K10}}{2\pi f \cdot r_{\Sigma K10}} = \frac{23,568}{2\pi \cdot 50 \cdot 30,716} = 0,0024 \text{ с};$$

$$\varphi_K = \arctg\left(\frac{x_{\Sigma K10}}{r_{\Sigma K10}}\right) = \arctg\left(\frac{23,568}{30,716}\right) = 37,5 \text{ град.};$$

$$t_y = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_K}{\pi} = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + 72,3 \cdot \frac{\pi}{180}}{\pi} = 0,007 \text{ с}.$$

Заносим полученные значения в табл. 13.

Расчет к. з. в точке К11

Поскольку расчет ведется для удаленной нагрузки, аналогичной нагрузке в точке К10, для точки К11 рассчитываем только минимально возможный однофазный дуговой ток к. з.

Длина кабеля до ближайшего щита освещения по плану на рис. 3 составляет 101,2 м. Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля сечением $3 \times 70 + 1 \times 35 \text{ мм}^2$ принимаем по табл. 12:

$$x_{0\text{кл}5} = 0,741 \cdot 101,2 = 74,99 \text{ мОм};$$

$$r_{0\text{кл}5} = 2,039 \cdot 101,2 = 206,35 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабеля сечением $3 \times 70 + 1 \times 35 \text{ мм}^2$ принимаем также по табл. 12:

$$x_{1\text{кл}5} = 0,065 \cdot 101,2 = 6,578 \text{ мОм};$$

$$r_{1\text{кл}5} = 0,549 \cdot 101,2 = 55,56 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем суммарные активное, индуктивное и полное сопротивления однофазной цепи к. з.:

$$\begin{aligned} r_{0\Sigma\text{K11}} &= r_{0\Sigma\text{K3}} + r_{a6} + 2 \cdot r_{к7} + r_{0\text{кл}5} = \\ &= 30,074 + 3,5 + 2 \cdot 0,029 + 206,35 = 239,98 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$x_{0\Sigma\text{K11}} = x_{0\Sigma\text{K3}} + x_{a6} + x_{0\text{кл}5} = 89,847 + 2,0 + 74,99 = 166,837 \text{ мОм};$$

$$r_{1\Sigma\text{K11}} = r_{1\Sigma\text{K3}} + r_{a6} + r_{к7} + r_{1\text{кл}5} = 6,597 + 3,5 + 0,029 + 6,578 = 16,705 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma\text{K11}} = x_{1\Sigma\text{K3}} + x_{a6} + x_{1\text{кл}5} = 20,709 + 2,0 + 55,56 = 78,269 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем однофазный ток к. з. в точке K11:

$$\begin{aligned} I_{\text{K11}}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3}U_{\text{л}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 16,705 + 239,98)^2 + (2 \cdot 78,269 + 166,837)^2}} = \\ &= \frac{692,82}{\sqrt{74742 + 104571}} = 1,63 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Учитываем изменение сопротивления проводников за счет нагрева токами к. з. за время срабатывания расцепителя автоматического выключателя. Принимаем время срабатывания 0,2 с. Коэффициент C_9 принимаем по рис. 9, а равным 1,05.

$$\begin{aligned} r'_{0\Sigma\text{K11}} &= r_{0\Sigma\text{K3}} + r_{a6} + 2 \cdot r_{к7} + C_9 \cdot r_{0\text{кл}5} = \\ &= 30,074 + 3,5 + 2 \cdot 0,029 + 1,05 \cdot 206,35 = 249,7 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} r'_{1\Sigma\text{K11}} &= r_{1\Sigma\text{K3}} + r_{a6} + r_{к7} + C_9 \cdot r_{1\text{кл}5} = \\ &= 6,597 + 3,5 + 0,029 + 1,05 \cdot 6,578 = 17,03 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Рассчитываем ток однофазный ток к. з. в точке К11:

$$\begin{aligned}
 I_{\kappa 11}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3}U_{\text{л}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \\
 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 17,03 + 249,7)^2 + (2 \cdot 78,269 + 166,837)^2}} = \\
 &= \frac{692,82}{\sqrt{283,76^2 + 104571}} = \frac{692,82}{\sqrt{80520 + 104571}} = 1,61 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Рассчитываем дуговой однофазный ток к. з. в точке К11. При этом принимаем сопротивление дуги:

$$\begin{aligned}
 r_{\text{д}} &= \frac{47}{(0,5 \cdot 1,61)^{0,28}} - 15 = 34,94 \text{ мОм}, \\
 I_{\kappa 11}^{(1\text{д})} &= \frac{\sqrt{3}U_{\text{л}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma} + r_{\text{д}})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(283,76 + 34,94)^2 + 104571}} = \\
 &= \frac{692,82}{\sqrt{101570 + 104571}} = 1,53 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Полученное значение тока подставляем в формулу для определения сопротивления дуги:

$$\begin{aligned}
 r_{\text{д}} &= \frac{47}{(1,51)^{0,28}} - 15 = 26,72 \text{ мОм}, \\
 I_{\kappa 11}^{(1\text{д})} &= \frac{\sqrt{3}U_{\text{л}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma} + r_{\text{д}})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(283,76 + 26,72)^2 + 104571}} = \\
 &= \frac{692,82}{\sqrt{96398 + 104571}} = 1,55 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Полученное значение практически совпадает со значением тока на предыдущей итерации. Заносим полученные значения в табл. 13.

В остальных точках расчет производится аналогичным образом.

Таблица 13

Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка к. з.	Сопротивление цепи к. з., мОм		$I_k^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_k^{(1л)}$, кА
	$x_{\Sigma 1}/x_{\Sigma 0}$	$r_{\Sigma 1}/r_{\Sigma 0}$			
1	2	3	4	5	6
K1	—	—	1,27	1,83	—
K2*	18,709/124,06	3,39/46,59	12,03	28,92	5,24
K3*	20,709/131,265	6,597/58,982	10,63	22,82	4,82
...
K10	30,716/—	23,568/—	5,96	8,68	—
K11	—/323,374	—/300,586	—	—	1,55
...

Примечание.

*В приведенном примере не производился расчет тока подпитки от присоединенных двигателей.

8. Расчет термического действия токов короткого замыкания на проводники

При протекании тока короткого замыкания по проводникам температура их быстро повышается до опасных значений, превышающих допустимые температуры. Критерием термической стойкости проводников является их допустимая температура нагрева токами короткого замыкания. Предельные значения допустимых температур при к. з. устанавливаются с учетом снижения механических свойств проводов, снижения изолирующих свойств изоляции, а также уменьшения надежности работы контактных систем аппаратов. Поскольку воздействие к. з. на проводники, как правило, непродолжительно, допустимая температура провода при к. з. существенно выше допустимой температуры при нагреве длительно допустимым током.

Количественную оценку степени термического воздействия токов к. з. на проводники обычно производят с помощью интеграла Джоуля — величины пропорциональной энергии, выделившейся в проводниках за время протекания сверхтока:

$$B_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2(t) dt, \quad (74)$$

где $i_{\text{к}}(t)$ — ток короткого замыкания в произвольный момент времени t ;

$t_{\text{откл}}$ — расчетная продолжительность короткого замыкания.

Также оценку термического воздействия можно производить с помощью термически эквивалентного тока к. з. — такого неизменного по амплитуде синусоидального тока, который за расчетное время продолжительности к. з. оказывает то же термическое действие на проводники, что и реальный ток:

$$I_{\text{терм.эк}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{t_{\text{откл}}}}. \quad (75)$$

Интеграл Джоуля является сложной функцией параметров источников энергии (генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей), конфигурации исходной схемы, положения расчетной точки к. з. относительно источников энергии и других факторов. Для облегчения расчетов допускается определять интеграл Джоуля как сумму интегралов от периодической и аperiodической составляющих тока к. з.:

$$B_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{п}}^2(t) dt + \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{а}}^2(t) dt. \quad (76)$$

Если для всех источников питания — генераторов, синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных двигателей, к. з. является удаленным, все генераторы заменяются одним эквивалентным, а индуктивное сопротивление приравнивается к результирующему эквивалентному сопротивлению системы. После расчета действующего значения периодической составляющей тока к. з. ($I_{\text{к}}$) интеграл Джоуля в такой цепи допускается определять по формуле [13]

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T \cdot \left(1 - e^{-2 \frac{t_{\text{откл}}}{T}} \right) \right], \quad (77)$$

где $T = \frac{x_{\Sigma}}{2\pi f \cdot r_{\Sigma}}$ — постоянная времени затухания аperiodической со-

ставляющей тока к. з.

Термический эквивалентный ток в этом случае составит

$$I_{\text{терм.эк}} = I_{\text{к}} \sqrt{1 + \frac{T}{t_{\text{откл}}} \cdot \left(1 - e^{-2 \frac{t_{\text{откл}}}{T}} \right)}. \quad (78)$$

В тех случаях, когда время отключения составляет более трех постоянных времени затухания аperiodической составляющей тока к. з., интеграл Джоуля и термически эквивалентный ток допускается определять по формулам:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T); \quad (79)$$

$$I_{\text{терм.эк}} = I_{\text{к}} \sqrt{1 + \frac{T}{t_{\text{откл}}}}. \quad (80)$$

Методика проверки проводников на термическую стойкость приведена в ГОСТ Р 52736 – 2007 [2]. При проверке проводников на тер-

мическую стойкость при коротком замыкании определяют температуру их нагрева в момент отключения к. з. и сравнивают с предельно допустимой температурой. Проводник удовлетворяет условию, если его температура к моменту отключения тока к. з. ϑ_k будет меньше допустимой $\vartheta_k^{\text{доп}}$.

Нагрев проводников под воздействием токов к. з. можно считать адиабатическим при продолжительности к. з. до 1 секунды. Температуру проводника в этом случае можно определить, решив уравнение теплового баланса [13]

$$i_k^2(t) \cdot r_{\vartheta} \cdot dt = c_{\vartheta} \cdot m \cdot d\vartheta, \quad (81)$$

где r_{ϑ} — сопротивление проводника при температуре ϑ ,

c_{ϑ} — удельная теплоемкость проводника при температуре ϑ ,

m — масса проводника.

Уравнение (81) можно привести к виду

$$\frac{1}{s} \cdot \rho_n \cdot \frac{\vartheta_{yc} + \vartheta}{\vartheta_{yc} + \vartheta_n} \cdot i_k^2(t) \cdot dt = s \cdot c \cdot \gamma \cdot d\vartheta, \quad (82)$$

где s — площадь поперечного сечения проводника;

ρ_n — удельное электрическое сопротивление материала проводника при начальной температуре ϑ_n ;

ϑ_{yc} — условная температура проводника (принимается для алюминия равной 236 °С, для меди — 234 °С) [15];

c — удельная теплоемкость материала проводника при температуре ϑ_n ;

γ — плотность материала проводника.

При интегрировании уравнения (82) получим

$$\frac{1}{s^2} \cdot \int_0^{t_{\text{откл}}} i_k^2(t) dt = \frac{c \cdot \gamma}{\rho_n} \cdot (\vartheta_{yc} + \vartheta_n) \cdot \int_{\vartheta_n}^{\vartheta_k} \frac{1}{\vartheta_{yc} + \vartheta} d\vartheta. \quad (83)$$

Решение уравнения (83) можно представить в следующем виде:

$$\frac{B_k}{s^2} = A_{\vartheta_k} - A_{\vartheta_n}, \quad (84)$$

где A_9 — термический коэффициент, представленный на рис. 24, 25 в виде графиков зависимостей $A_9(\vartheta)$ для различных материалов проводников, взятых в ГОСТ Р 52736 –2007 [2].

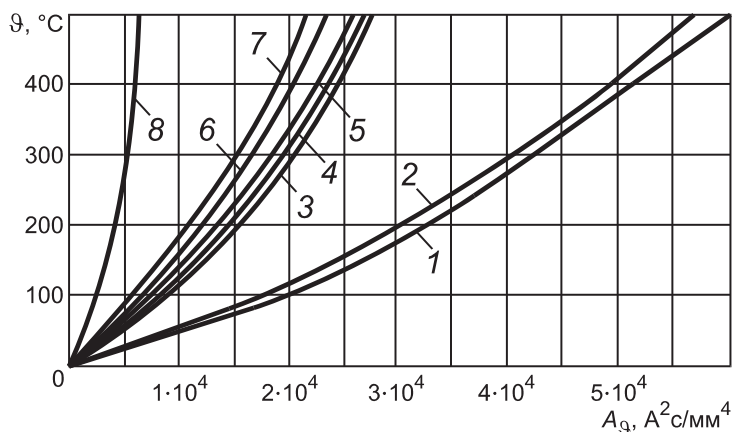


Рис. 24. Кривые для определения температуры нагрева проводников при коротких замыканиях, выполненных из материалов:
1 — ММ; 2 — МТ; 3 — АМ; 4 — АТ; 5 — АДО, АСТ; 6 — АД31 Т1; 7 — АД31 Т; 8 — Ст3

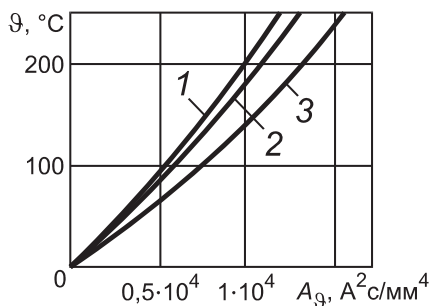


Рис. 25. Кривые для определения температуры нагрева проводников при коротких замыканиях, выполненных из материалов:
1 — сплавы АЖ и АЖКП; 2 — сплавы АН и АНКП; 3 — алюминий марок А, АКП, АпКП и сталеалюминий марок АС, АСК, АСКП, АСКС, АпС, АиСКС, АпСК

Определение температуры проводника к моменту отключения к. з. производится в следующем порядке:

1. По зависимости $A_9(\vartheta)$ с учетом начальной температуры проводника по рис. 24, 25 находим величину A_{9_n} .

2. По формулам (77) или (79) находим интеграл Джоуля B_k .

3. Находим величину A_{ϑ_k} по формуле

$$A_{\vartheta_*} = \frac{B_k}{S^2} + A_{\vartheta_n}.$$

4. По найденному значению A_{ϑ_k} по зависимости $A_{\vartheta}(\vartheta)$ находим величину ϑ_k .

5. Сравниваем полученную температуру с допустимой, приведенной в табл. 14.

Таблица 14

Предельно допустимые температуры проводников при коротком замыкании

Вид проводника	Предельная допустимая температура проводника при к. з., °С
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Кабели и изолированные провода с изоляцией из ПВХ	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200

Справочные данные по разделу приведены в прил. 9.

Пример 8. Проверка проводников на термическую стойкость при коротком замыкании

Задача

Произвести проверку выбранных проводников системы электрооборудования цеха механической обработки по термической стойкости при протекании тока к. з. Исходные данные к расчету приведены в табл. 5 (см. пример 4) и в табл. 13 (см. пример 7).

Решение

Проверка кабеля, подведенного к ближнему щиту освещения

Принимаем для расчета ток к. з. в точке К10 при трехфазном симметричном к. з. по табл. 13 равным 5,96 кА. Начальная температура проводника сечением 70 мм² приведена в табл. 5 и составляет 54 °С. Время

отключения составит 0,0015 с. Постоянная времени аperiodической составляющей рассчитана ранее и составляет 0,0024 с.

Поскольку $t_{\text{откл}} \approx T$ интеграл Джоуля рассчитываем по формуле (80)

$$B_k = I_k^2 \left[t_{\text{откл}} + T \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{\text{откл}}}{T}} \right) \right] =$$

$$= 5960^2 \cdot \left[0,0015 + 0,0024 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,0015}{0,0024}} \right) \right] = 7,77 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

По графикам на рис. 24 находим значение A_{ϑ_n} . Оно составит $0,4 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$.

Рассчитываем A_{ϑ_k}

$$A_{\vartheta_k} = \frac{B_k}{S^2} + A_{\vartheta_n} = \frac{7,77 \cdot 10^4}{25} + 0,4 \cdot 10^4 = 0,7 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4.$$

По графикам на рис. 24 находим величину $\vartheta_k = 150^\circ \text{С}$. Допустимое значение для кабелей с алюминиевыми жилами в пластмассовой изоляции составляет (согласно табл. 14) 160°С . Выбранный кабель проходит проверку по термической стойкости тока к.з. Заносим полученные данные в табл. 15.

Для остальных проводников проверка проводится аналогично.

Таблица 15

Результаты расчетов при проверке проводников на термическую стойкость токам к.з.

Проводник	$S, \text{ мм}^2$	$I_k^{(3)}, \text{ кА}$	$\vartheta_n, ^\circ \text{С}$	$\vartheta_{\text{доп}}, ^\circ \text{С}$	$\vartheta_{\text{к.з.}}, ^\circ \text{С}$	$S_{\text{выбр}}, \text{ мм}^2$	$\vartheta_{\text{к.з.}}, ^\circ \text{С}$
Провод ВЛ							
Шины ЦТП							
РП							
Распред. шин-вод							
ЩО ближний	25	5,96	54	160	150	25	—
ЩО дальний*							
Кран-балка							
Щит вентиляции							
ВК ближняя							
ВК дальняя*							
ТЗ ближняя							
ТЗ дальняя*							

Примечание.

*Проверка этих проводников проводится, если по результатам предыдущих проверок выбраны проводники разных сечений для подключения аналогичных потребителей.

9. Выбор аппаратов защиты от сверхтоков

При выборе аппаратов защиты от сверхтоков руководствуются следующими принципами:

1. Значение номинального тока аппарата должно быть больше расчетного тока защищаемого участка сети.

2. Значение минимально возможного сверхтока должно быть больше критического тока перегрузки сети, т. е. такого тока перегрузки, при котором за время срабатывания аппарата защиты температура проводников достигнет допустимого значения.

3. Выбираемый аппарат должен быть отстроен от тока кратковременной перегрузки, возникающей, например, во время запуска двигателя.

4. Времятоковые характеристики аппаратов двух соседних ступеней не должны пересекаться в области сверхтоков нижней ступени.

Пограничным током аппарата защиты называют среднее геометрическое тока срабатывания и тока несрабатывания аппарата

$$I_{\text{погр}} = \sqrt{I_{\text{с}} \cdot I_{\text{нс}}}, \quad (85)$$

где $I_{\text{нс}}$ — ток несрабатывания аппарата защиты, т. е. такой ток, при котором за время установления теплового состояния аппарата ($1 \div 4$ ч в зависимости от габарита) не происходит его срабатывания (перегорания плавкой вставки предохранителя, приведения в действие расцепителя выключателя или срабатывания порогового элемента реле);

$I_{\text{с}}$ — ток срабатывания аппарата защиты, при котором за время установления теплового состояния происходит его срабатывание.

Номинальный ток аппарата из-за возможного изменения его свойств за время эксплуатации, а также из-за неизбежного разброса характеристик устанавливается меньшим по сравнению с пограничным током:

$$I_{\text{погр}} = (1,1 \div 2,0) \cdot I_{\text{ном}}. \quad (86)$$

В связи с этим возможно возникновение ситуации, когда аппарат не сможет защитить проводники защищаемой сети от перегрузки во всем диапазоне сверхтоков. При этом тепловая характеристика защищаемой сети на определенном участке будет проходить ниже времятоковой характеристики защитного аппарата — это означает, что в этом диапазоне сверхтоков проводники перегреются раньше, чем сработает аппарат защиты (см. рис. 10).

При отстройке аппарата защиты от пусковых токов номинальный ток аппарата выбирают, соблюдая условие

$$I_{\text{ном}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{K_{\text{п}}}, \quad (87)$$

где $I_{\text{п}}$ — пусковой ток двигателя,

$K_{\text{п}}$ — коэффициент, устанавливаемый в зависимости от длительности пуска равным от 1 до 3 (меньшее значение для наиболее тяжелых пусков).

При защите многодвигательных агрегатов номинальный ток аппарата защиты выбирается с соблюдением условия

$$I_{\text{ном}} \geq \frac{I_{\text{р}} + I_{\text{п}}}{K_{\text{п}}}, \quad (88)$$

где $I_{\text{р}}$ — расчетный ток ответвления,

$I_{\text{п}}$ — пусковой ток наиболее мощного двигателя,

$K_{\text{п}}$ — принимается равным 2,5 для легких пусков и $1,6 \div 2$ для наиболее тяжелых (10 с и более).

В качестве аппаратов защиты верхней ступени (вводные и фидерные аппараты ЦТП) обычно используются автоматические выключатели с возможностью настройки задержки срабатывания электромагнитного (мгновенного) расцепителя. В этом случае удастся избежать пересечения времятоковых характеристик аппаратов соседних ступеней.

На рис. 26 приведены времятоковые характеристики аппаратов защиты, расположенных на соседних ступенях, а также пусковые характеристики двигателей, цепи питания которых защищают аппараты нижней ступени.

Для упрощения работы по подбору и настройке аппаратов защиты с регулируемыми уставками и временем срабатывания различных расцепителей можно воспользоваться специализированным, в том числе

бесплатным программным обеспечением, предоставляемым различными производителями коммутационного оборудования. Например, можно воспользоваться продуктом фирмы Moeller Curve Select. Программу можно загрузить с сайта разработчика после проведения регистрации [16].

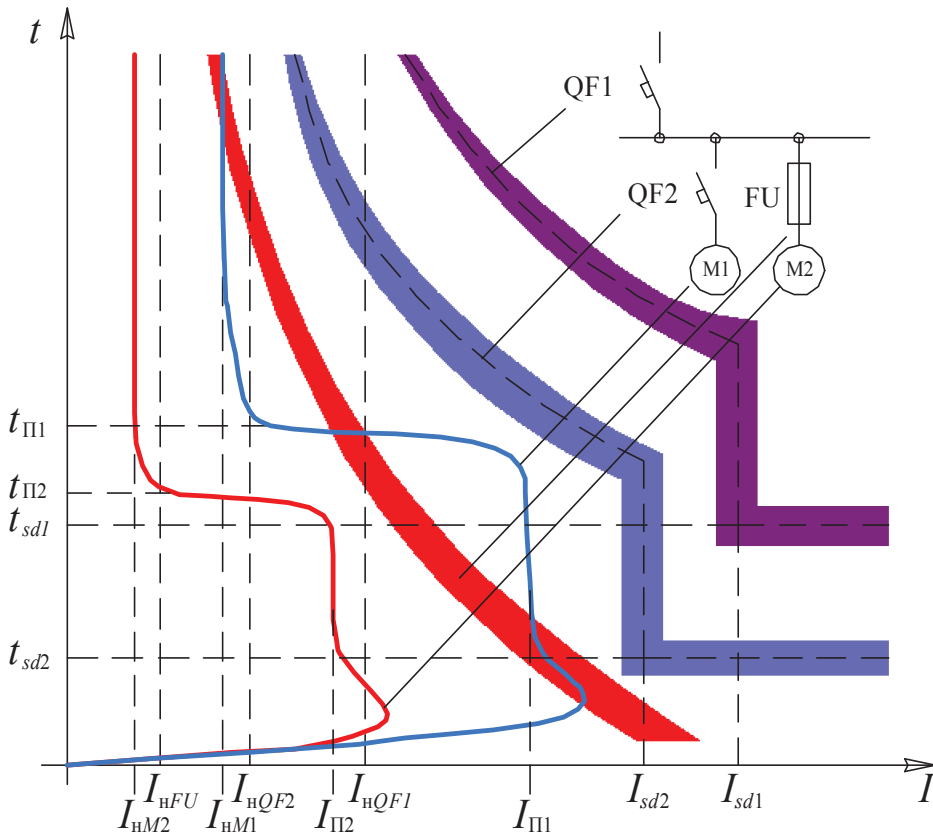


Рис. 26. Времятоковые характеристики правильно подобранных аппаратов защиты различных ступеней

При построении времятоковых характеристик важно отметить на графиках исходные значения сверхтоков в защищаемой сети, а также пусковые характеристики двигателей, если единичная мощность двигателя сопоставима с мощностью защищаемого участка сети.

Для предварительного выбора аппаратов можно воспользоваться каталогами, приведенными на сайтах различных производителей.

В программе Curve Select V1.10 есть возможность ввода произвольной характеристики срабатывания любого аппарата, однако удобнее воспользоваться каталогами того же производителя. Каталоги приведены на сайте <http://www.eaton.ru>. Можно воспользоваться выдержками из каталогов, приведенными в прил. 10.

Пример 9. Выбор и настройка аппаратов защиты от сверхтоков

Задача

Выбрать пару последовательно включаемых аппаратов на шины ЦТП: вводной аппарат Q1 и фидерный аппарат Q2 (см. рис. 21), от которого получает питание распределительный пункт РП, расположенный в помещении подстанции цеха механической обработки. Исходные данные для расчета приведены в табл. 3 (см. пример 2) и табл. 13 (см. пример 7).

Решение

Для всех ячеек подстанции удобно будет выбрать аппараты одной серии, рассчитанные примерно на токовые нагрузки одного порядка, и добиваться обеспечения условий правильного срабатывания вводом соответствующих настроек расцепителей. В соответствии с приведенными в примере 2 данными расчетные токи присоединений для вышеназванных аппаратов составляют 810,5 А и 256,8 А соответственно. Выбираем подходящие аппараты защиты серии IZMX16B3 с номинальными токами I_n 1000 А и 630 А соответственно.

Выбор параметров расцепителей осуществляем, исходя из следующих соображений:

- ток срабатывания теплового расцепителя I_r должен быть больше $1,05 \cdot I_p$. Выбираем для аппарата Q1: $I_r = 0,9 \cdot I_n = 900$ А, для аппарата Q2: $I_r = 0,5 \cdot I_n = 315$ А;
- время срабатывания теплового расцепителя tr определяется временем допустимого превышения тока нагрузки и устанавливается из ряда 2, 4, 7, 10, 12, 15, 20 и 24 с;

- ток срабатывания мгновенного расцепителя I_{sd} определяется кратностью по отношению к выбранному току теплового расцепителя I_r и должен быть меньше, чем минимальный сверхток в выбранном участке сети. Ориентировочно его можно определить по выражению $0,95 \cdot I^{(1д)}$. Выбираем для аппарата Q1: $I_{sd} \leq 0,95 \cdot I^{(1д)} = 0,95 \cdot 5240 \text{ А}$, $I_{sd} = 5 \cdot I_r = 4500 \text{ А}$, для аппарата Q2: $I_{sd} \leq 0,95 \cdot 4820 \text{ А}$, $I_{sd} = 10 \cdot I_r = 3150 \text{ А}$;
- S-curve (On/Off) вводит дополнительную ступень на участке времятоковой характеристики мгновенного расцепителя. При превышении сверхтоком величины I_i , заведенной в настройке аппарата, срабатывание расцепителя осуществляется без выдержки времени. Таким образом, можно настроить селективность срабатывания аппаратов при минимальных значениях сверхтока и, в то же время, обеспечить минимальное время срабатывания аппарата при симметричных коротких замыканиях. Установим для вводного аппарата Q1 включенной функцию S-curve;
- время задержки срабатывания мгновенного расцепителя tsd устанавливается исходя из количества ступеней защиты с близкими значениями сверхтоков в выбранной системе электроснабжения. В данном случае количество таких ступеней 3. Соответственно на самой нижней ступени отключение должно производиться без выдержки времени, на второй ступени с минимальной выдержкой времени 100 мс из ряда 100, 300 и 500 мс, на самой верхней ступени — 300 мс. Выбираем для аппарата Q1: $tsd = 300 \text{ мс}$, для аппарата Q2: $tsd = 100 \text{ мс}$;
- ток срабатывания мгновенного расцепителя без выдержки времени I_i устанавливается из таких соображений, чтобы селективность срабатывания последовательно установленных аппаратов защиты была обеспечена во всем диапазоне сверхтоков сети, защищаемой аппаратом нижней ступени. Таким образом, должно выполняться неравенство $I_i > 1,05 \cdot I_{кз}^{(3)}$. Тогда для аппарата Q1: $I_i > 1,05 \cdot 10630 = 11161,5 \text{ А}$; $I_i = 12 \cdot I_n = 12000 \text{ А}$; для аппарата Q2 ток I_i не устанавливается.

Аналогично осуществляется выбор уставок для расцепителей всех остальных аппаратов. Аппараты, устанавливаемые в РП, должны также проверяться на пересечение с пусковыми характеристиками двигателей в защищаемой цепи. Можно в качестве аппаратов защиты использовать предохранители, если соблюдаются при этом

все приведенные выше требования. Выбранные параметры заносятся в табл. 16.

Таблица 16

Параметры расцепителей выбранных аппаратов защиты

Наименование	Обозначение	I_p , А	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(1л)}$, кА	I_n , А	I_r , А	tr , с	I_{sd} , А	t_{sd} , мс	S-curve, On/Off	I_i , кА
Ввод	Q1	810,5	12,03	5,24	1000	900	2	4500	300	On	12
РП	Q2	256,8	10,63	4,82	630	315	2	3150	100	Off	—
...											

На рис. 27 приведены времятоковые характеристики выбранных аппаратов, построенные с помощью программы Curve Select V1.10.

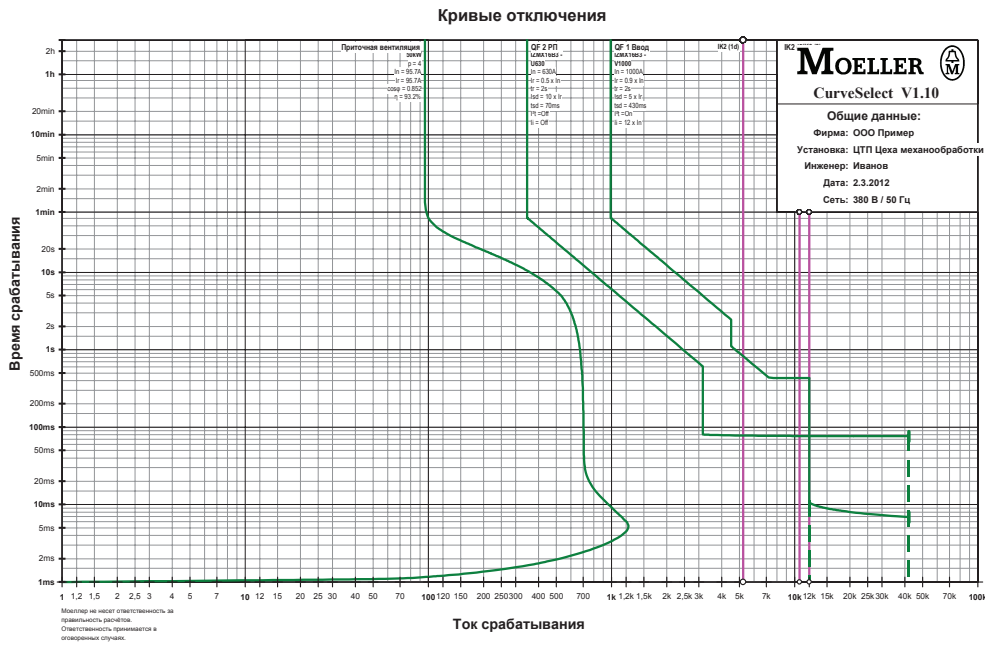


Рис. 27. Построенные времятоковые характеристики для пары аппаратов Q1, Q2

На графиках приведены также токи короткого замыкания в точках К2 и К3. Построения проведены с помощью встроенного инструмента программы, расположенного на вкладке FSC (см. рис. 28). Здесь также приведена пусковая характеристика пары наиболее мощных двигателей, находящихся в самозапуске, — двигатели приточной вентиляции. Номинальная мощность каждого двигателя составляет 25 кВт,

соответственно характеристика построена для двигателей, запускаемых одновременно с суммарной мощностью 50 кВт.



Рис. 28. Вкладка ввода произвольной кривой

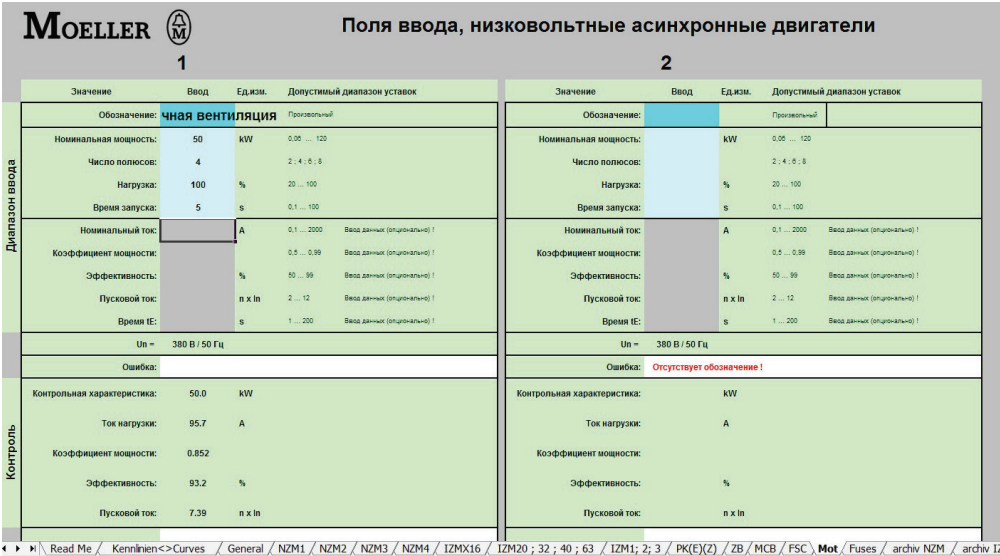


Рис. 29. Вкладка ввода параметров двигателя

При построении пар графиков для аппаратов, расположенных на РП, — ввод РП и фидерный к присоединениям, на графиках необходимо будет построить пусковые характеристики двигателей каждого присоединения. Для построения пусковых характеристик можно воспользоваться вкладкой Mot (рис. 29).

10. Расчет системы заземления цеха

В соответствии с требованиями ПУЭ «1.7.101. Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений PEN- или PE-проводника ВЛ напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух...»

Заземляющие устройства электроустановок и систем молниезащиты зданий выполняются либо выносными, когда вертикальные заземлители располагаются на некотором расстоянии от электроустановки, либо контурными. В последнем случае электроустановка или здание располагаются внутри заземляющего контура, образованного горизонтальными заземлителями, соединяющими заземлители вертикальные.

При проектировании системы заземления строящейся электроустановки или здания помимо выбора конструкции заземляющего устройства необходимо учесть несколько факторов. На расчет окажет влияние наличие естественных заземлителей — трубопроводов холодного водоснабжения, стальных оболочек кабелей, обсадных труб скважин, расположенных вблизи здания или сооружения и др. естественных заземлителей. Как правило, информация о величине сопротивления растеканию тока через естественные заземлители измеряется и предоставляется в качестве исходных данных для расчета. При производстве расчетов, как правило, известно измеренное удельное сопротивление грунта в месте сооружения системы заземления, однако, необходимо учитывать условия, при которых производились измерения. Если измерения производились летом в дождливую погоду, измеренное удельное

сопротивление грунта для расчетов необходимо увеличить, поскольку в зимнее время, после промерзания грунта, удельное сопротивление может значительно возрасти. Повышающий коэффициент можно определить, используя табл. 17.

Таблица 17

**Повышающий коэффициент
при определении расчетного удельного сопротивления грунта**

Тип заземлителя	Величина заглубления, м	Коэффициенты		
		Измерения проводились в условиях, обеспечивающих примерно минимальное значение удельного сопротивления (грунт влажный, были обильные осадки)	Измерения проводились в условиях, обеспечивающих примерно среднее значение удельного сопротивления (грунт средней влажности, были незначительные осадки)	Измерения проводились в условиях, обеспечивающих наибольшее значение удельного сопротивления (сухая земля, длительно отсутствовали осадки)
Горизонтальный	0,5	6,5	5	4,5
Вертикальный	0,8*	3	2	1,6
Вертикальный	0,6*	2	1,5	1,4

Примечание.

* Расстояние от поверхности земли до верхнего конца электрода.

Конструкция заземлителя показана на рис. 30. Вертикальные заземлители выполняются из стальных стержней, труб уголков или полос. Требования к сечению и материалам проводников заземляющих устройств изложены в стандарте ГОСТ Р МЭК 62561.2–2014 [17].

Чтобы создать надежный контакт со слоями грунта, не подвергающимися промерзанию и высыханию, заземлители закладывают на глубину $h \approx 0,7$ м. Вертикальные заземлители, располагаемые по контуру электроустановки или сосредоточенные за ее пределами, соединяются сваркой с горизонтальными заземлителями — металлическими полосами, обычно выполняемыми из стали размером 3×70 мм.

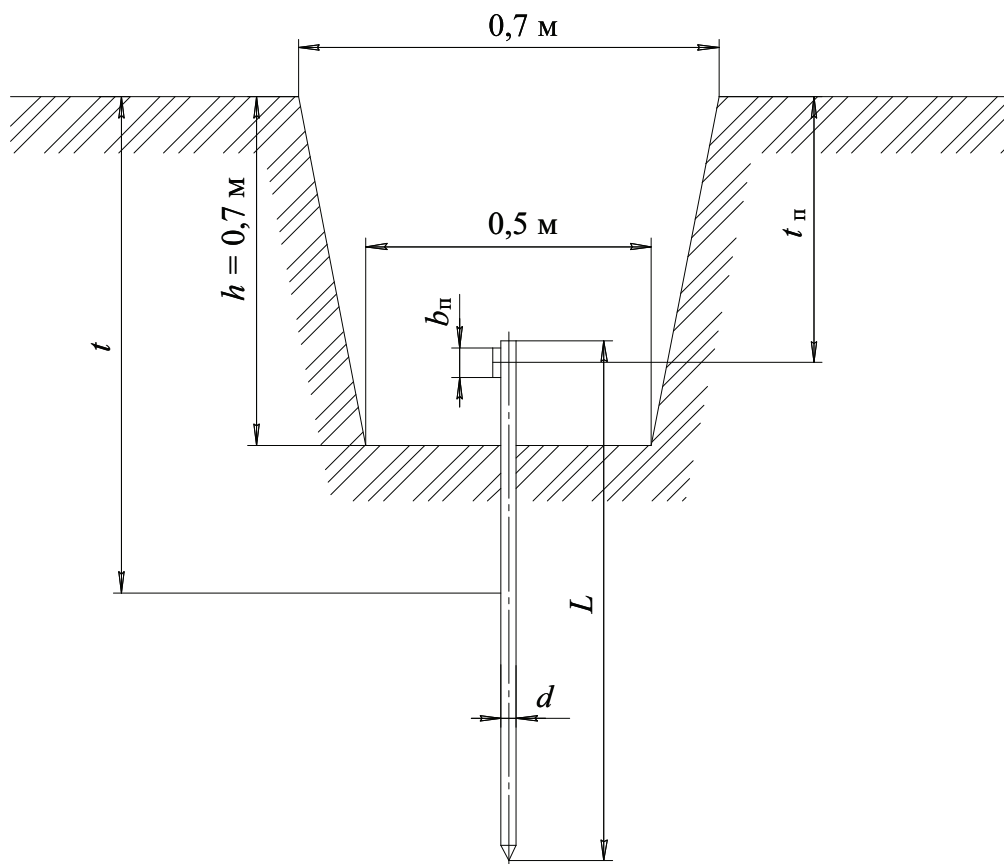


Рис. 30. Конструкция заземлителя

Одиночные заземлители не оказывают влияния друг на друга, если расстояние между ними составляет не менее 40 м, что бывает довольно редко. Обычно вертикальные заземлители устанавливаются с шагом 2,5–3 м, и в этом случае отдельные заземлители в группе оказываются экранированными соседними заземлителями. Ситуация усугубляется при сооружении контурного заземления. В этом случае работает только наружная часть контура, поскольку внутренняя оказывается полностью экранированной. Горизонтальные проводники, образующие сеть на территории электроустановки, служат для выравнивания потенциалов на ее территории и не оказывают влияние на общее сопротивление заземляющего контура. При использовании группового расположения вертикальных заземлителей суммарное их сопротивление определяется по формуле

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\text{ов}}}{n \cdot \eta_{\text{в}}}, \quad (89)$$

где $R_{\text{ов}}$ — сопротивление одиночного вертикального заземлителя,

n — количество вертикальных заземлителей в группе,

$\eta_{\text{в}}$ — коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Сопротивление вертикального одиночного заземлителя может быть определено по формуле

$$R_{\text{ов}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{в}}}{L} \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (90)$$

где $\rho_{\text{п}}^{\text{в}}$ — расчетное удельное сопротивление грунта для вертикального заземлителя, Ом · м;

L — длина заземлителя, м;

d — диаметр стержня, м;

t — глубина заложения вертикального заземлителя — расстояние от поверхности земли до середины стержня, можно принять равным $\frac{1}{2}L + 0,5$, м.

Для расчета сопротивления горизонтального заземлителя (полосы) можно воспользоваться формулой

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{г}}}{l_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{п}}} \lg \frac{2l_{\text{п}}}{b_{\text{п}} \cdot t_{\text{п}}}, \quad (91)$$

где $\rho_{\text{п}}^{\text{г}}$ — расчетное удельное сопротивление грунта для горизонтального заземлителя, Ом · м;

$l_{\text{п}}$ — длина полосы (заземляющего контура), м;

$b_{\text{п}}$ — ширина полосы, м.

Коэффициенты использования вертикальных и горизонтальных заземлителей можно определить по табл. 18.

Коэффициент использования показывает, как влияют друг на друга токи растекания с одиночных заземлителей при различном расположении последних. При параллельном соединении токи растекания одиночных заземлителей оказывают взаимное влияние друг на друга, поэтому чем ближе расположены друг к другу заземляющие стержни, тем общее сопротивление заземляющего контура больше.

Таблица 18

Коэффициент использования заземлителей*

Для горизонтальных заземлителей				Для вертикальных заземлителей			
Число элек- тродов	По контуру			Число элек- тродов	По контуру		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0,45	0,55	0,65	4	0,69	0,78	0,85
5	0,4	0,48	0,64	6	0,62	0,73	0,8
8	0,36	0,43	0,6	10	0,55	0,69	0,76
10	0,34	0,4	0,56	20	0,4	0,64	0,71
20	0,27	0,32	0,45	40	0,41	0,58	0,67
30	0,24	0,3	0,41	60	0,39	0,55	0,65
50	0,21	0,28	0,37	100	0,36	0,52	0,62
70	0,2	0,26	0,35	—	—	—	—
100	0,19	0,24	0,33	—	—	—	—
Число элек- тродов	В ряд			Число элек- тродов	В ряд		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0,77	0,89	0,92	2	0,86	0,91	0,94
5	0,74	0,86	0,9	3	0,78	0,87	0,91
3	0,67	0,79	0,85	5	0,7	0,81	0,87
10	0,62	0,75	0,82	10	0,59	0,75	0,81
20	0,42	0,56	0,68	15	0,54	0,71	0,78
30	0,31	0,46	0,58	20	0,49	0,68	0,77
50	0,21	0,36	0,49	—	—	—	—
65	0,2	0,34	0,47	—	—	—	—

Примечание.

* Промежуточные значения коэффициентов использования определяются линейной интерполяцией.

Порядок расчета при заданных значениях требуемого сопротивления заземления R_z , измеренном значении удельного сопротивления грунта $\rho_{\text{изм}}$ при известных условиях измерения (№№ от 1 до 3 в соответствии с табл. 17) и известном измеренном сопротивлении естественных заземлителей R_e будет следующим:

1. Определяем требуемое сопротивление искусственных заземлителей

$$R_{\text{иск}} = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_e - R_3}. \quad (92)$$

2. Рассчитываем по формуле (90) сопротивление одиночного вертикального заземлителя.

3. Определяем требуемое количество вертикальных заземлителей с учетом коэффициента их использования

$$n_B = \frac{R_{\text{ов}}}{R_{\text{иск}} \cdot \eta_B}. \quad (93)$$

Коэффициент использования вертикальных заземлителей определяется по данным табл. 18. Процесс подбора коэффициентов носит итерационный характер, поскольку от выбранного числа заземлителей будет зависеть соотношение шага между электродами к их длине. Имеет смысл при подборе выбрать исходное значение коэффициента использования в диапазоне 0,4–0,7 и произвести несколько итераций расчета количества вертикальных заземлителей, корректируя каждый раз значение коэффициента их использования.

4. По формуле (91) определяем сопротивление горизонтального заземлителя. Коэффициент использования горизонтального заземлителя определяется по табл. 18 с учетом выбранного числа вертикальных заземлителей.

5. Определяем суммарное расчетное сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{\text{иск.р}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_B}{R_{\Gamma} + R_B}, \text{ где } R_B = \frac{R_{\text{ов}}}{n_B \cdot \eta_B}. \quad (94)$$

6. Находим суммарное сопротивление заземлителя

$$R_{3.р} = \frac{R_{\text{иск.р}} \cdot R_e}{R_{\text{иск.р}} + R_e}. \quad (95)$$

Полученное по формуле (99) расчетное сопротивление заземлителя должно быть меньше требуемого значения R_3 .

Пример 10. Расчет заземляющего устройства

Задача

Произвести расчет контурного заземляющего устройства цеха механической обработки. Длина контура определяется на основании плана цеха (см. пример 2). Требуемое сопротивление заземляющего контура приведено в техническом задании на проектирование (см. пример 1). Измеренное удельное сопротивление грунта составило $200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Измерения проводились при условиях, обеспечивающих примерно среднее значение удельного сопротивления. Измеренное сопротивление естественных заземлителей составило 12 Ом .

Решение

Заземляющее устройство цеха выполнено в виде заземляющего контура, расположенного на глубине $0,7 \text{ метра}$ на расстоянии $1,5 \text{ м}$ от фундамента здания цеха и имеет суммарную длину 120 м . Требуемое сопротивление заземления 4 Ом .

1. Требуемое сопротивление искусственных заземлителей составит:

$$R_{\text{иск}} = \frac{R_3 \cdot R_{\text{е}}}{R_{\text{е}} - R_3} = \frac{4 \cdot 12}{12 - 4} = 6 \text{ Ом}.$$

2. Для вертикальных заземлителей выбираем стальные стержни диаметром 16 мм и длиной 4 м , устанавливаемые в траншее с помощью специальной машины. Сопротивление одиночного вертикального заземлителя с учетом условий проведения измерений удельного сопротивления грунта (применен повышающий коэффициент $1,5$ по данным табл. 17) равно

$$\begin{aligned} R_{\text{ов}} &= \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{в}}}{L} \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 200 \cdot 1,5}{4} \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{0,016} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,5 + 4}{4 \cdot 2,5 - 4} \right) = 76 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

3. Требуемое количество вертикальных заземлителей

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{об}}}{R_{\text{иск}} \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{76}{6 \cdot 0,405} = 32$$

(округляем до ближайшего большего целого числа).

Коэффициент использования определен с учетом того, что при расчетном количестве электродов шаг между электродами составит примерно 4 метра, и соответственно соотношение шага и длины электрода можно принять равным 1. По данным табл. 18 коэффициенты использования вертикальных заземлителей и горизонтального заземлителя составили соответственно: $\eta_{\text{в}} = 0,405$ и $\eta_{\text{г}} = 0,24$.

4. Сопротивление горизонтального заземлителя с учетом условий проведения измерений удельного сопротивления грунта (применен повышающий коэффициент 5 по данным табл. 17) равно

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{г}}^{\text{г}}}{l_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{г}}} \lg \frac{2l_{\text{г}}}{b_{\text{г}} \cdot t_{\text{г}}} = \frac{0,366 \cdot 200 \cdot 5}{120 \cdot 0,24} \lg \frac{2 \cdot 120}{0,07 \cdot 0,6} = 47,8 \text{ Ом.}$$

5. Суммарное расчетное сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{\text{иск.р}} = \frac{R_{\text{г}} \cdot R_{\text{в}}}{R_{\text{г}} + R_{\text{в}}} = \frac{47,8 \cdot \frac{76}{32 \cdot 0,405}}{47,8 + \frac{76}{32 \cdot 0,405}} = 5,223 \text{ Ом.}$$

6. Суммарное сопротивление заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей составит

$$R_{\text{з.р}} = \frac{R_{\text{иск.р}} \cdot R_{\text{е}}}{R_{\text{иск.р}} + R_{\text{е}}} = \frac{5,223 \cdot 12}{5,223 + 12} = 3,64 \text{ Ом.}$$

11. Расчет компенсирующего устройства

11.1. Расчет требуемой мощности компенсирующего устройства

Требуемая мощность устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) определяется величиной реактивной мощности потребителей, а также желаемой величиной коэффициента мощности λ . Обычно при проектировании систем электроснабжения компенсирующие устройства выбираются с тем расчетом, чтобы желаемый коэффициент мощности находился на уровне 0,95. Это связано с тем, что с ростом желаемого λ нелинейно возрастает мощность компенсирующих устройств, обеспечивающих этот параметр. Для того чтобы поднять λ с уровня 0,95 до 1, требуется такая же мощность компенсирующего устройства, что и для подъема коэффициента мощности с уровня 0,836 до уровня 0,95. При этом в первом случае суммарный ток после компенсации при использовании устройства поперечной компенсации реактивной мощности уменьшится на 5,3 %, а во втором на 13,6 %. Очевидно, что с ростом желаемого λ эффективность применяемых компенсирующих устройств будет снижаться.

Как правило, уровень потребления реактивной мощности в течение суток меняется. Может наблюдаться также сезонное изменение потребления реактивной мощности, также это изменение может быть вызвано технологическими причинами. В случае, если изменения в потреблении происходят часто и на относительно длительное время, следует предусмотреть регулирование мощности компенсирующего устройства. При этом минимальная ступень должна соответствовать минимальному уровню потребления реактивной мощности с учетом желаемого λ .

Минимальная и максимальная ступени компенсирующего устройства могут быть рассчитаны по формулам:

$$Q_{\text{КБ min}} = P_{\text{min}} (\operatorname{tg} \varphi_{\text{p min}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}}), \quad (96)$$

$$Q_{\text{КБ max}} = P_{\text{max}} (\operatorname{tg} \varphi_{\text{p max}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}}),$$

где P_{max} и P_{min} — соответственно максимальное и минимальное значения потребляемой мощности за время цикла наблюдений;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{p max}}$ и $\operatorname{tg} \varphi_{\text{p min}}$ — расчетные коэффициенты реактивной мощности, соответствующие максимальной и минимальной мощности соответственно;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}} = \operatorname{tg}(\arccos \lambda_{\text{тр}})$ — требуемый коэффициент реактивной мощности, соответствующий желаемому значению $\lambda_{\text{тр}}$.

Количество ступеней УКРМ определяется динамикой изменения электрических нагрузок и подбирается индивидуально. Можно предложить 2 принципиально разные схемы коммутации ступеней УКРМ:

схема 1 — секции УКРМ имеют одинаковую величину реактивной мощности, количество ступеней соответствует количеству секций;

схема 2 — каждая последующая секция УКРМ имеет величину реактивной мощности в 2 раза больше предыдущей, количество ступеней соответствует квадрату количества секций.

Преимуществом первой схемы является абсолютная взаимозаменяемость секций. Поскольку все секции имеют одинаковую мощность, используется одинаковая коммутационная аппаратура, разрядные сопротивления, устройства защиты и т. п. Вторая схема дает возможность при малом числе секций обеспечить большое число ступеней регулирования: 3 секции обеспечат 9 ступеней регулирования, 4 секции — 16 ступеней, 5 секций — 25 ступеней соответственно. Недостатком является то обстоятельство, что для каждой последующей секции необходима в 2 раза более мощная коммутационная аппаратура, в разных секциях используются проводники разных сечений и т. п.

Справочные данные по компенсирующим конденсаторам можно найти в прил. 11.

Пример 11. Выбор мощности и ступеней регулирования компенсирующего устройства

Задача

Рассчитать требуемую мощность регулируемого компенсирующего устройства цеха механической обработки, обеспечивающую значение коэффициента мощности $\lambda_{\text{тр}} \approx 0,95$ в течение рабочей смены. Исходные данные для расчета приведены в табл. 3 (см. пример 2).

Решение

Расчетная реактивная мощность, потребляемая цехом, составит 364,23 квар, из них потребляется, независимо от режима работы основного оборудования (летний минимум), $(50+15) \cdot 0,75 = 48,75$ квар. Технологические нагрузки цеха предполагают достаточно гибкую перенастройку цеха на выпуск новой продукции, поэтому возможно изменение состава потребителей при такой перенастройке. Также следует учитывать различный режим работы разнородных потребителей, например, электропечей и станков. Поэтому, учитывая характер и сезонность потребления реактивной мощности, целесообразно для компенсации реактивной мощности выбрать регулируемую конденсаторную установку.

Мощность компенсирующего устройства определяем по формуле:

$$Q_{\text{кб}} = P_p \cdot (\operatorname{tg} \varphi_p - \operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}}) = 389,77 \cdot (0,94 - 0,33) = 237,75 \text{ квар},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{тр}}$ — требуемый тангенс угла нагрузки был определен исходя из требуемого коэффициента мощности 0,95.

Мощность первой ступени выбираем равной 50 квар. Для того чтобы для коммутации конденсаторов использовать одинаковую коммутационную аппаратуру, остальные ступени выбираем также по 50 квар. В каждой ступени установлено по 2 конденсатора КПС-0,4—25-3УЗ (см. прил. 11). Итого получаем 5 ступеней по 50 квар каждая.

После установки конденсаторной батареи коэффициент мощности составит:

$$\lambda = \frac{P_p}{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{КБ}})^2}} = \frac{389,77}{\sqrt{389,77^2 + (364,23 - 250)^2}} = 0,96.$$

Полученный уровень коэффициента мощности лежит в требуемом интервале значений.

11.2. Расчет гармоник токов по измеренному значению гармонических составляющих напряжения на зажимах обмотки НН трансформатора

Нелинейные нагрузки, такие как, например, мощные выпрямители и преобразователи частоты, тиристорные регуляторы напряжения, являются источниками высших гармонических составляющих тока. При протекании этих токов по обмоткам питающего силового трансформатора наблюдается падение напряжения на внутреннем сопротивлении обмоток трансформатора, что вызывает появление высших гармонических составляющих напряжения, величина которых регламентируется ГОСТ Р 32144–2013 [3]. Выдержки из указанного ГОСТа приведены в прил. 12. Особую опасность высшие гармоники напряжения, присутствующие в питающей сети, представляют для компенсирующих конденсаторов, поскольку реактивное сопротивление конденсатора обратно пропорционально частоте. Поэтому даже при незначительной величине напряжения гармоники она может привести к существенной перегрузке конденсаторов.

Выпрямительные агрегаты, а также выпрямители, установленные в качестве звена постоянного тока в преобразователях частоты, дают гармонические составляющие в потребляемом токе, порядок которых можно определить из следующего ряда:

$$v = k \cdot m \pm 1, \quad (97)$$

где v — номер гармоники;

k — целое положительное число;

m — число коммутаций силовых ключей за один период напряжения.

Чаще всего в трехфазных выпрямителях можно встретить мостовую схему выпрямления, для которой $m = 6$. И ряд гармоник тока, который присутствует в сети, будет иметь вид: $v = 5, 7, 11, 13, 17, 19, \dots$ При использовании лучевых трехфазных схем выпрямления в спектре возможно появление четных гармоник тока. Эксплуатация тиристорных регуляторов напряжения в системах питания потребителей промышленных предприятий, работающих в режиме импульсно-фазового регулирования и однофазных выпрямителей в бытовых сетях, обуславливает наличие в спектре нечетных гармоник тока как кратных, так и не кратных 3.

Зная сопротивление обмоток трансформатора и измеренный уровень гармоник напряжения, нетрудно вычислить величину гармонических составляющих тока, протекающего по обмоткам трансформатора:

$$I_v = \frac{U_v}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_T^2 + (v \cdot x_T)^2}}, \quad (98)$$

где $U_v = \frac{k_{U(v)}}{100} \cdot U_1$ — напряжение v -й гармоники;

$k_{U(v)}$ — коэффициент гармонической составляющей напряжения, %;

U_1 — напряжение 1-й гармоники (в большинстве случаев можно использовать измеренное действующее напряжение), В.

Полученное значение тока гармоник можно затем использовать для анализа режима работы системы электроснабжения после установки батареи конденсаторов, смещающей частотные характеристики системы.

Пример 12. Расчет гармонических составляющих тока силового трансформатора

Задача

Рассчитать величину высших гармонических составляющих тока нагрузки силового трансформатора, питающего цех механической обработки.

Измеренный уровень коэффициентов гармонических составляющих напряжения составил:

$$k_{U(5)} = 5,3 \%;$$

$$k_{U(7)} = 3,2 \%;$$

$$k_{U(11)} = 2,2 \%;$$

$$k_{U(13)} = 1,5 \%.$$

Уровень остальных коэффициентов — менее 0,5 %.

Решение

Определим уровень напряжения v -й гармонической составляющей напряжения:

$$U_5 = \frac{k_{U(5)}}{100} \cdot U_1 = \frac{5,3}{100} \cdot 389,2 = 20,6 \text{ В.}$$

$$U_7 = \frac{k_{U(7)}}{100} \cdot U_1 = \frac{3,2}{100} \cdot 389,2 = 12,5 \text{ В.}$$

$$U_{11} = \frac{k_{U(11)}}{100} \cdot U_1 = \frac{2,2}{100} \cdot 389,2 = 8,6 \text{ В.}$$

$$U_{13} = \frac{k_{U(13)}}{100} \cdot U_1 = \frac{1,5}{100} \cdot 389,2 = 5,8 \text{ В.}$$

Гармоники тока составят:

$$I_5 = \frac{U_5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_T^2 + (5 \cdot x_T)^2}} = \frac{20,6}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,762^2 + (5 \cdot 9,953)^2}} \cdot 10^3 = 239 \text{ А.}$$

Здесь множитель 10^3 обусловлен тем, что сопротивление обмоток подставлено в мОм. Видно, что в расчетах активным сопротивлением обмоток трансформатора можно пренебречь.

$$I_7 = \frac{U_7}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot x_T} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 9,953} \cdot 10^3 = 104 \text{ А.}$$

$$I_{11} = \frac{U_{11}}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot x_T} = \frac{8,6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 9,953} \cdot 10^3 = 45 \text{ А.}$$

$$I_{13} = \frac{U_{13}}{\sqrt{3} \cdot 13 \cdot x_T} = \frac{5,8}{\sqrt{3} \cdot 13 \cdot 9,953} \cdot 10^3 = 26 \text{ А.}$$

11.3. Анализ режима работы конденсаторной установки

При подключении конденсаторной установки к шинам подстанции за счет изменения мощности должно произойти изменение уровня напряжения на шинах подстанции и, как следствие, изменится напряжение на зажимах потребителей за счет снижения передаваемой через трансформатор мощности. Составляющие падения напряжения на сопротивлении обмоток трансформатора можно определить по формулам:

$$\begin{aligned}\Delta U_T &= \frac{P_p \cdot r_T}{U_{л0}} + \frac{(Q_p - Q_{КБ}) \cdot x_T}{U_{л0}}; \\ \delta U_T &= \frac{P_p \cdot x_T}{U_{л0}} - \frac{(Q_p - Q_{КБ}) \cdot r_T}{U_{л0}}.\end{aligned}\tag{99}$$

Видно, что величина потери напряжения (продольной составляющей падения напряжения) существенно зависит от передаваемой через трансформатор реактивной мощности. При изменении уровня напряжения на шинах подстанции изменятся также и напряжения на зажимах потребителей.

При подключении конденсаторной батареи изменится уровень напряжения на выводах трансформатора вследствие снижения нагрузки. Ток высших гармонических составляющих будет замыкаться, помимо обмоток трансформатора, также и по конденсаторам компенсирующего устройства. Если пренебречь активным сопротивлением обмоток трансформатора, составляющие напряжения на выводах конденсаторов и силового трансформатора можно определить по следующей формуле:

$$U_v = \frac{\sqrt{3} \cdot I_v}{\left(\frac{1}{v \cdot x_T} - \frac{v}{x_C} \right)},\tag{100}$$

где $x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{Q_{\text{НОМ}}}$,

$U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение конденсаторной батареи;

$Q_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность конденсаторной батареи.

При подключении конденсаторной батареи изменяется состав гармоник напряжения на выводах трансформатора. Новый коэффициент несинусоидальности и коэффициенты гармоник можно определить по следующим формулам:

$$k_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \%, \quad (101)$$

$$k_v = \frac{U_v}{U_1} \cdot 100 \%. \quad (102)$$

Соответственно ток v -й гармоники через конденсатор будет:

$$I_{Cv} = \frac{U_v}{\sqrt{3} \cdot x_C} \cdot v. \quad (103)$$

Полученные значения токов гармоник, включая ток первой гармоники, формируют действующий ток, протекающий через конденсаторы батареи:

$$\begin{aligned} I_C &= \frac{1}{N_C} \sqrt{f_1 \int_0^{f_1^{-1}} \left(\sum_{v=1}^n \left(I_{C(v)m} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot v \cdot t) \right)^2 \right) dt =} \\ &= \frac{1}{N_C} \sqrt{f_1 \int_0^{f_1^{-1}} \left(\sum_{v=1}^n \left(\sqrt{2} I_{C(v)} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot v \cdot t) \right)^2 \right) dt} \end{aligned} \quad (104)$$

где f_1 — частота основной (первой) гармоники.

Силовые конденсаторы могут быть перегружены действующим током не более чем на 30 %. В свою очередь, уровень напряжения на зажимах конденсаторов не должен превышать номинальный уровень не более чем на 10 %.

Пример 13. Расчет режима работы конденсаторной установки

Задача

Рассчитать уровень и гармонический состав напряжения на шинах ЦТП после подключения батареи конденсаторов при расчетной нагрузке

трансформатора. Определить гармонический состав тока, протекающего по конденсаторам. Проверить выбранные в примере 11 конденсаторы по допустимому действующему току и амплитуде приложенного напряжения. Расчетные электрические параметры трансформатора приведены в примере 7.

Решение

Уровень напряжения на выводах трансформатора после подключения батареи конденсаторов составит:

$$\Delta U_T = \frac{P_p \cdot r_T}{U_{л0}} + \frac{(Q_p - Q_{КБ}) \cdot x_T}{U_{л0}} = \frac{389,8 \cdot 1,762}{400} + \frac{(364,2 - 250) \cdot 9,953}{400} = 4,6 \text{ В};$$

$$\delta U_T = \frac{P_p \cdot x_T}{U_{л0}} - \frac{(Q_p - Q_{КБ}) \cdot r_T}{U_{л0}} = \frac{389,8 \cdot 9,953}{400} - \frac{114,2 \cdot 1,762}{400} = 9,2 \text{ В};$$

$$\vec{U}_T = \vec{U}_{л0} - (\Delta U_T + j\delta U_T) = 400 - (4,6 + j9,2) \text{ В};$$

$$U_T = 395,6 \text{ В}.$$

Напряжение на выводах конденсаторной установки:

$$\Delta U_{ЦТП0} = \frac{P_n \cdot r_0 \cdot l_n}{U_{n-1}} + \frac{Q_n \cdot x_0 \cdot l_n}{U_{n-1}} = \frac{0 \cdot 0,074 \cdot 5,7}{395,6} + \frac{(-250) \cdot 0,045 \cdot 5,7}{395,6} = -0,2;$$

$$\delta U_{ЦТП0} = \frac{P_n \cdot x_0 \cdot l_n}{U_{n-1}} - \frac{Q_n \cdot r_0 \cdot l_n}{U_{n-1}} = 0,3;$$

$$\vec{U}_{ЦТП0} = \vec{U}_T - (\Delta U_{ЦТП0} + j\delta U_{ЦТП0}) = 395,6 - (-0,2 + j0,3);$$

$$U_{ЦТП0} = 395,8 \text{ В}.$$

Уровень гармонических составляющих напряжения:

$$U_5 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_5}{\left(\frac{1}{5 \cdot x_T} - \frac{5}{x_C} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 239}{\left(\frac{1}{5 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}} - \frac{5}{0,723} \right)} = 29,4 \text{ В},$$

$$\text{где } x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{Q_{\text{НОМ}}} = \frac{425^2}{250000} = 0,723 \text{ Ом};$$

$$U_7 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_7}{\left(\frac{1}{7 \cdot x_T} - \frac{7}{x_C} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 104}{\left(\frac{1}{7 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}} - \frac{7}{0,723} \right)} = 33,9 \text{ В};$$

$$U_{11} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{11}}{\left(\frac{1}{11 \cdot x_T} - \frac{11}{x_C} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45}{\left(\frac{1}{11 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}} - \frac{11}{0,723} \right)} = 13,7 \text{ В};$$

$$U_{13} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{13}}{\left(\frac{1}{13 \cdot x_T} - \frac{13}{x_C} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 26}{\left(\frac{1}{13 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}} - \frac{13}{0,723} \right)} = 4,5 \text{ В}.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения:

$$k_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 = \frac{\sqrt{29,4^2 + 33,9^2 + 13,7^2 + 4,5^2}}{395,8} \cdot 100 = 11,9 \%;$$

$$k_5 = \frac{U_5}{U_1} \cdot 100 = \frac{29,4}{395,8} \cdot 100 = 7,4 \%;$$

$$k_7 = \frac{U_7}{U_1} \cdot 100 = \frac{33,9}{395,8} \cdot 100 = 8,6 \%;$$

$$k_{11} = \frac{U_{11}}{U_1} \cdot 100 = \frac{13,7}{395,8} \cdot 100 = 3,5 \%;$$

$$k_{13} = \frac{U_{13}}{U_1} \cdot 100 = \frac{4,5}{395,8} \cdot 100 = 1,1 \%.$$

Видно, что гармонический состав напряжений после установки конденсаторных батарей на шинах подстанции существенно изменился (см. пример 12). Коэффициент несинусоидальности напряжения, а также коэффициенты 5 и 7 гармоник превышают допустимый уровень, регламентированный ГОСТ Р 32144—2013 (см. прил. 12). Коэффициент 11 гармоники имеет пограничное значение.

Гармонические составляющие тока через конденсатор будут равны:

$$I_{C1} = \frac{U_1}{\sqrt{3} \cdot x_C} = \frac{395,8}{\sqrt{3} \cdot 0,723} = 316,1 \text{ А};$$

$$I_{C5} = \frac{U_5}{\sqrt{3} \cdot x_C} \cdot 5 = \frac{29,4}{\sqrt{3} \cdot 0,723} \cdot 5 = 117,4 \text{ А};$$

$$I_{C7} = \frac{U_7}{\sqrt{3} \cdot x_c} \cdot 7 = \frac{33,9}{\sqrt{3} \cdot 0,723} \cdot 7 = 189,5 \text{ A};$$

$$I_{C11} = \frac{U_{11}}{\sqrt{3} \cdot x_c} \cdot 11 = \frac{13,7}{\sqrt{3} \cdot 0,723} \cdot 11 = 120,3 \text{ A};$$

$$I_{C13} = \frac{U_{13}}{\sqrt{3} \cdot x_c} \cdot 13 = \frac{4,5}{\sqrt{3} \cdot 0,723} \cdot 13 = 46,7 \text{ A}.$$

На рис. 31 приведены восстановленные кривые напряжения на зажимах компенсирующей установки и тока, протекающего по конденсаторам (начальные фазы тока и напряжения при восстановлении кривых совпадают).

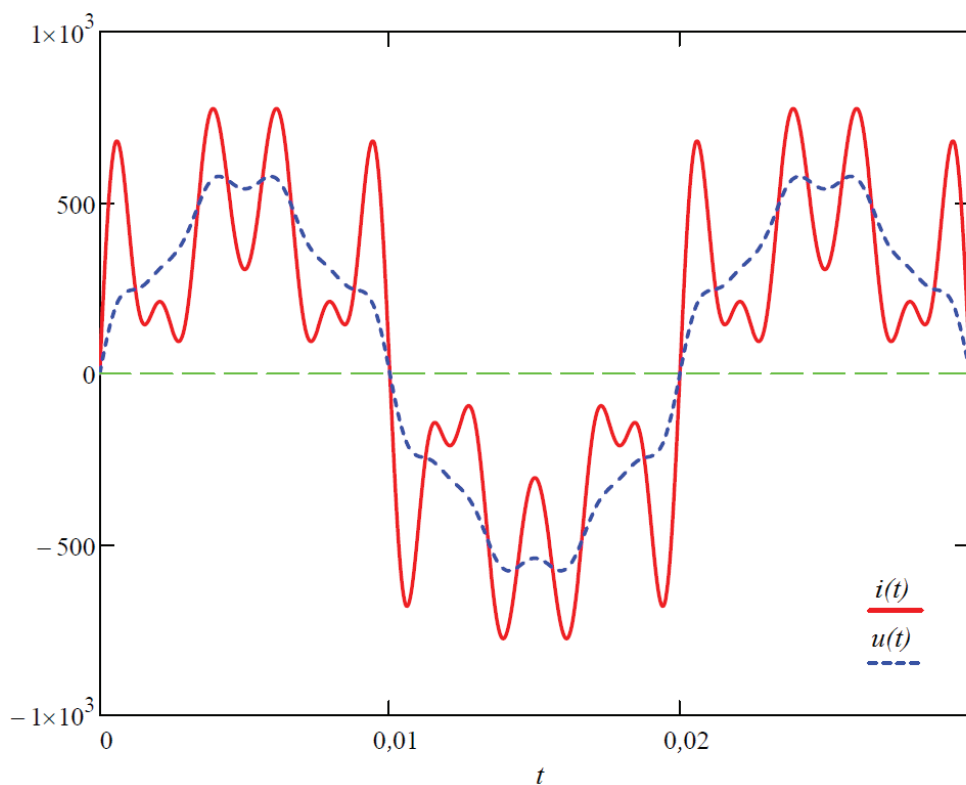


Рис. 31. Временные диаграммы токов и напряжений компенсирующего устройства (показаны без учета фазового сдвига между током и напряжением)

При этом действующее значение тока, протекающего по одному конденсатору, составит:

$$I_C = \frac{1}{N_C} \sqrt{f_1 \int_0^{f_1^{-1}} \left(\sum_{\nu=1}^n (\sqrt{2} I_{C(\nu)} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot \nu \cdot t)) \right)^2 dt} =$$

$$= \frac{1}{5} \sqrt{50 \int_0^{50^{-1}} (\sqrt{2})^2 \cdot \left(\begin{aligned} &316,1^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot t) + 117,4^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot 5 \cdot t) + \\ &+ 189,5^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot 7 \cdot t) + 120,3^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot 11 \cdot t) + \\ &+ 46,7^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot 13 \cdot t) \end{aligned} \right) dt} = 88,7 \text{ А.}$$

Номинальный ток трехфазного конденсатора с выбранной номинальной мощностью 50 квар и номинальным напряжением 425 В составит:

$$I_{\text{СНОМ}} = \frac{Q_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 425} = 67,9 \text{ А.}$$

Перегрузка конденсаторов в батарее по току будет равна:

$$\frac{I_C - I_{\text{СНОМ}}}{I_{\text{СНОМ}}} \cdot 100 \% = \frac{88,7 - 67,9}{67,9} \cdot 100 = 30,6 \%.$$

Проведенные выше расчеты показали, что установка конденсаторов на шинах подстанции при существующем гармоническом составе напряжений приведет к увеличению коэффициента несинусоидальности напряжения, перегреву и преждевременному выходу из строя конденсаторов компенсирующего устройства. Поэтому компенсирующее устройство должно быть оборудовано фильтрами высших гармоник.

11.4. Расчет силового резонансного фильтра

Силовой резонансный фильтр представляет собой устройство, подключаемое параллельно обмоткам питающего трансформатора и имеющее существенно меньшее сопротивление на выбранной частоте, чем сопротивление обмоток трансформатора. В этом случае ток гармоники замыкается по двум параллельным ветвям с различными сопротивлениями. Поскольку ток гармоники, протекающий по обмоткам трансформатора, при использовании фильтра уменьшается, то снижается и уровень гармоники напряжения на выводах трансформатора [18].

На рис. 32 приведена схема замещения фазы силового трансформатора с подключенным фильтром высших гармоник и батареей конденсаторов. Фильтр высших гармоник является источником реактивной

мощности. Если этой мощности не хватает для компенсации, то необходимо дополнительно установить батарею компенсирующих конденсаторов. Все это оказывает существенное влияние на распределение токов высших гармоник в силовой цепи. Поэтому при изменении схемы необходимо каждый раз производить перерасчет гармоник напряжения на выводах трансформатора, а также производить оценку перегрузки конденсаторов по току и напряжению как в элементах фильтра, так и в батарее конденсаторов.

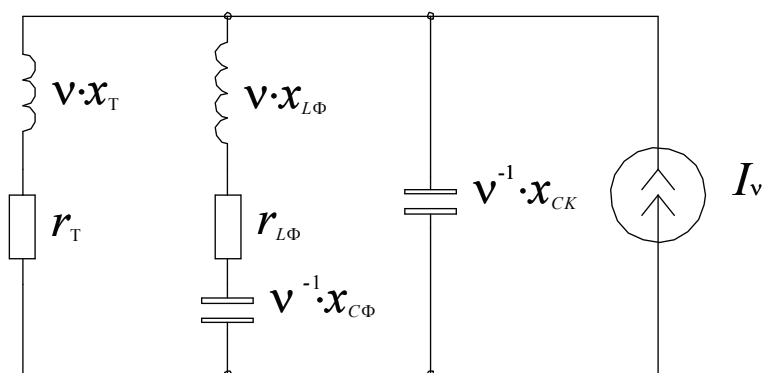


Рис. 32. Схема замещения фазы трансформатора с подключенным фильтром и батареей конденсаторов

В качестве элемента с зависимым от частоты сопротивлением обычно используется цепь пассивных элементов — последовательно соединенные катушка индуктивности и конденсаторная батарея. Ток катушки и мощность конденсаторов определяется величиной тока гармоники, на подавление которой настраивается фильтр, а величина индуктивности катушки определяется исходя из следующего соотношения:

$$2\pi \cdot f_1 \cdot v \cdot L = \frac{1}{2\pi \cdot f_1 \cdot v \cdot C}. \quad (105)$$

При расчетах элементов фильтра можно пренебречь активным сопротивлением обмоток силового трансформатора. В этом случае схема замещения фазы трансформатора с установленным фильтром выбранной гармоники примет вид, представленный на рис. 33.

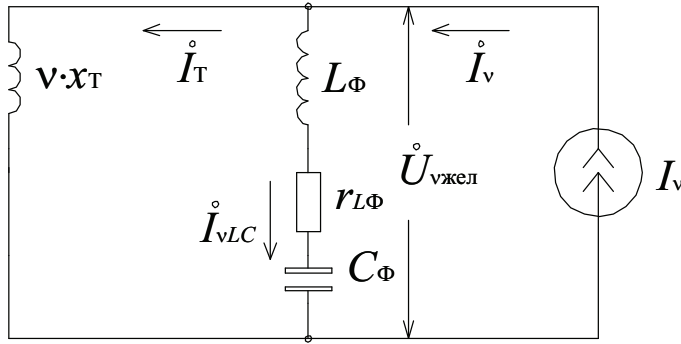


Рис. 33. Расчетная схема замещения

В соответствии с приведенной на рис. 33 схемой, с учетом того, что на резонансной частоте реактивное сопротивление в плече фильтра равно нулю, желаемый уровень напряжения на выводах трансформатора v -й гармонической составляющей будет равен:

$$\dot{U}_{v\text{жел}} = \dot{I}_v \cdot \frac{j \cdot r_{L\Phi v} \cdot v \cdot x_T}{r_{L\Phi v} + j \cdot v \cdot x_T}. \quad (106)$$

Отсюда получим:

$$\dot{U}_{v\text{жел}} \cdot (r_{L\Phi v} + j \cdot v \cdot x_T) = \dot{I}_v \cdot (j \cdot r_{L\Phi v} \cdot v \cdot x_T); \quad (107)$$

$$\dot{U}_{v\text{жел}} \cdot r_{L\Phi v} + j \cdot \dot{U}_{v\text{жел}} \cdot v \cdot x_T = j \cdot \dot{I}_v \cdot r_{L\Phi v} \cdot v \cdot x_T; \quad (108)$$

$$r_{L\Phi v} \cdot (j \cdot \dot{I}_v \cdot v \cdot x_T - \dot{U}_{v\text{жел}}) = j \cdot \dot{U}_{v\text{жел}} \cdot v \cdot x_T; \quad (109)$$

$$r_{L\Phi v} = \left| \frac{j \cdot \dot{U}_{v\text{жел}} \cdot v \cdot x_T}{j \cdot \dot{I}_v \cdot v \cdot x_T - \dot{U}_{v\text{жел}}} \right|. \quad (110)$$

Ток, протекающий по фильтру, можно определить по формуле

$$I_{LCv} = \left| I_v \cdot \frac{j \cdot v \cdot x_T}{r_{L\Phi v} + j \cdot v \cdot x_T} \right|. \quad (111)$$

Количество конденсаторов в фильтре будет определяться величиной тока, вычисленного по формуле (111). Если исходить из того, что номинальный ток конденсатора равен

$$I_{\text{ном}} = \frac{Q_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (112)$$

получим

$$N_{Cv} = \frac{I_{LCv}}{I_{ном}}. \quad (113)$$

Округлив полученное количество конденсаторов до ближайшего целого значения, получим емкость в плече фильтра

$$C_{\Phi v} = C'_{ном} \cdot N_{Cv}, \quad (114)$$

где $C'_{ном} = \frac{1}{2\pi \cdot f_{ном}} \cdot \frac{Q_{ном}}{U_{ном}^2}$ — приведенная номинальная емкость конденсаторов фазы при соединении в звезду.

Расчетная индуктивность фильтра составит:

$$L_{\Phi v} = \frac{1}{(2\pi \cdot f_1 \cdot v)^2 \cdot C_{\Phi v}}. \quad (115)$$

После выбора реактивных элементов фильтра необходимо рассчитать величину реактивной мощности, которую фильтр генерирует на основной частоте:

$$Q_{\Phi 1_v} = \text{Im} \left(\frac{U_1^2}{r_{L\Phi v} + j2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi v} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi v}}} \right). \quad (116)$$

Мощность конденсаторной батареи, устанавливаемой дополнительно к фильтру, определяется разницей между требуемой мощностью конденсаторной батареи и мощностью, генерируемой фильтром на основной частоте.

После выбора всех элементов компенсирующего устройства производится расчет гармонического состава напряжений на шинах подстанции с использованием формул (100)–(102). Если гармонический состав напряжений не удовлетворяет требованиям ГОСТа, производится расчет дополнительного плеча фильтра, настроенного на соответствующую гармонику. Если гармонический состав напряжений удовлетворяет требованиям ГОСТа, производится проверка конденсаторов в фильтре и дополнительной батарее по действующему току (по формулам (103), (104)) и амплитуде напряжения. Напряжения на располагаемых в плечах фильтра конденсаторах определяем, исходя из предположения, что по плечу фильтра, настроенному на выбранную гармонику, преимущественно протекают токи первой гармоники

и той гармоники, на которую настроен фильтр. В этом случае составляющие напряжения, которые присутствуют на зажимах конденсаторов в фильтре с учетом того, что они соединены в треугольник, можно определить по следующим формулам:

$$U_{Cv} = I_{LCv} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2\pi \cdot f_1 \cdot v \cdot C_{\Phi v}}; \quad (117)$$

$$U_{C1-v} = \frac{Q_{\Phi 1-v}}{U_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi v}}. \quad (118)$$

Амплитуда напряжения на конденсаторах фильтра v -й гармоники

$$U_{mC-v} = \max(\sqrt{2} \cdot U_{C1-v} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot t) + \sqrt{2} \cdot U_{Cv} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot v \cdot t)). \quad (119)$$

При проверке конденсаторы фильтра должны удовлетворять условию:

$$U_{mC-v} \leq 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ном}. \quad (120)$$

Если конденсаторы не проходят проверку, необходимо выбрать конденсаторы с более высоким номинальным напряжением.

Пример 14. Расчет фильтрокомпенсирующего устройства

Задача

Произвести расчет фильтрокомпенсирующего устройства для цеха механической обработки. Гармонические составы напряжения на выводах низкого напряжения трансформатора и тока нагрузки приведены в примере 12. Требования к гармоническому составу напряжения приведены в техническом задании (см. пример 1).

Решение

Расчет начинаем с выбора подавляемой с помощью фильтра гармоники. Поскольку установка фильтра влияет на величину соседних гармоник напряжения, удобнее всего в данном случае начать с расчета фильтра 5-й гармоники с последующей оценкой необходимости установки остальных фильтров. До установки фильтра уровень напряже-

ния 5-й гармоники составляет 20,6 В. Установим желаемый уровень напряжения этой гармоники на уровне 10 В. Тогда

$$r_{L\Phi 5} = \left| \frac{j \cdot \dot{U}_{5\text{жел}} \cdot 5 \cdot x_T}{j \cdot \dot{I}_5 \cdot 5 \cdot x_T - \dot{U}_{5\text{жел}}} \right| = \left| \frac{j \cdot 10 \cdot 5 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}}{j \cdot 239 \cdot 5 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3} - 10} \right| = 0,032 \text{ Ом};$$

$$I_{LC5} = \left| I_5 \cdot \frac{j \cdot 5 \cdot x_T}{r_{L\Phi 5} + j \cdot 5 \cdot x_T} \right| = \left| 239 \cdot \frac{j \cdot 5 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}}{0,032 + j \cdot 5 \cdot 9,953 \cdot 10^{-3}} \right| = 201 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{Q_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 425} = 67,9 \text{ А};$$

$$N_{C5} = \frac{I_{LC5}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{201}{67,9} = 2,9.$$

Округляем полученное количество конденсаторов до 3:

$$C_{\Phi 5} = \frac{1}{2\pi \cdot f_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{Q_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot N_{C5} = \frac{1}{2\pi \cdot 50} \cdot \frac{50000}{425^2} \cdot 3 = 2643 \cdot 10^{-6} \text{ Ф};$$

$$L_{\Phi 5} = \frac{1}{(2\pi \cdot f_1 \cdot 5)^2 \cdot C_{\Phi 5}} = \frac{1}{(2\pi \cdot 50 \cdot 5)^2 \cdot 2643 \cdot 10^{-6}} = 0,153 \cdot 10^{-3} \text{ Гн}.$$

После выбора реактивных элементов фильтра необходимо рассчитать величину реактивной мощности, которую фильтр генерирует на основной частоте:

$$Q_{\Phi 1_5} = \text{Im} \left(\frac{U_1^2}{r_{L\Phi 5} + j2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 5} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}}} \right) =$$

$$= \text{Im} \left(\frac{395,8^2}{0,032 + j2\pi \cdot 50 \cdot 0,153 \cdot 10^{-3} - \frac{j}{2\pi \cdot 50 \cdot 2643 \cdot 10^{-6}}} \right) = 135,4 \cdot 10^3 \text{ вар}.$$

Дополнительно к фильтру требуется установить конденсаторную батарею мощностью

$$Q_{\text{КБ}} = 250 - Q_{\Phi 1_5} = 250 - 135,4 = 114,6 \text{ квар}.$$

Выбираем 2 конденсатора по 50 квар, включаемые параллельно фильтру 5-й гармоники ($N_C = 2$).

Частотная характеристика сети, соответствующая схеме, изображенной на рис. 32, примет следующий вид:

$$z(v) = \left(\frac{1}{r_T + j \cdot v \cdot x_T} + \frac{1}{j \cdot v \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 5} + \frac{1}{j \cdot v \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}}} + j \cdot v \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\text{НОМ}} \cdot N_C \right)^{-1}.$$

Расчетная амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) сети с установленным фильтром представлена на рис. 34. Здесь для сравнения также приведена АЧХ сети с установленными конденсаторами без фильтра.

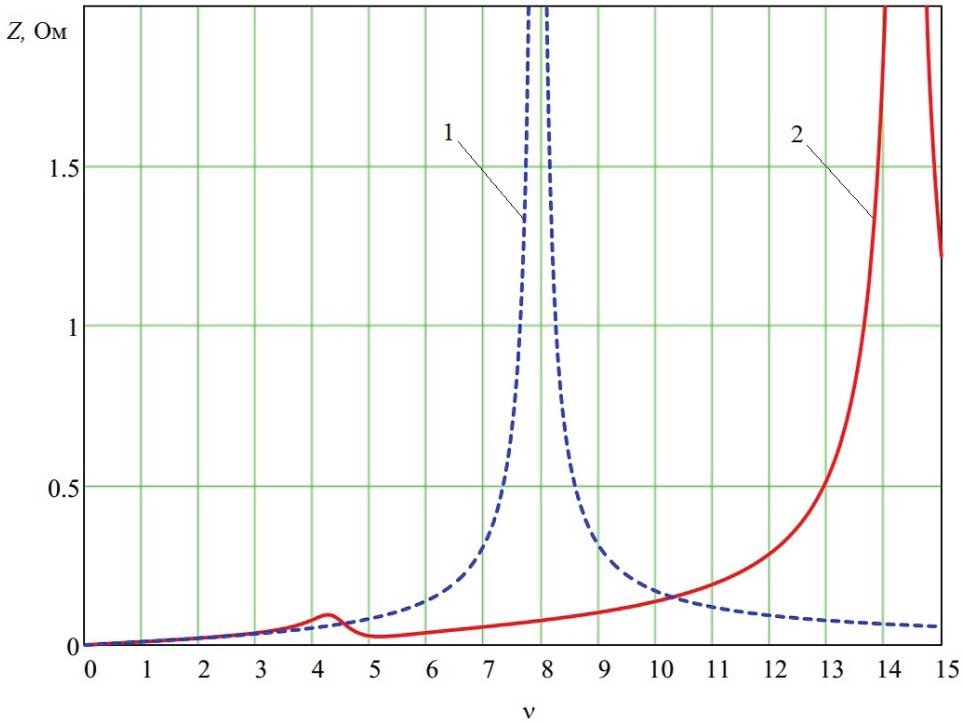


Рис. 34. Амплитудно-частотные характеристики сети:
1 — до применения фильтра, 2 — после применения фильтра

С помощью полученной характеристики определяем гармонический состав напряжений на выводах трансформатора.

Уровень гармонических составляющих напряжения после применения фильтра 5-й гармоники:

$$U_5 = \sqrt{3} \cdot I_5 \cdot Z(5) = 11,664 \text{ В};$$

$$U_7 = \sqrt{3} \cdot I_7 \cdot Z(7) = 10,257 \text{ В};$$

$$U_{11} = \sqrt{3} \cdot I_{11} \cdot Z(11) = 14,814 \text{ В};$$

$$U_{13} = \sqrt{3} \cdot I_{13} \cdot Z(13) = 23,41 \text{ В}.$$

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения:

$$k_5 = \frac{U_5}{U_1} \cdot 100 = 2,947 \%;$$

$$k_7 = \frac{U_7}{U_1} \cdot 100 = 2,592 \%;$$

$$k_{11} = \frac{U_{11}}{U_1} \cdot 100 = 3,743 \%;$$

$$k_{13} = \frac{U_{13}}{U_1} \cdot 100 = 5,915 \%.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения:

$$k_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 = 8,024 \%.$$

Расчеты показали, что для удовлетворения требований ГОСТа необходимо установить также и фильтр 11-й гармоники. Допустимый уровень напряжения составляет 7,6 В (2 % от напряжения основной гармоники). Установим желаемый уровень напряжения 11-й гармоники на уровне 3,8 В. Тогда

$$r_{L\Phi 11} = \left| \frac{j \cdot \dot{U}_{11\text{жел}} \cdot 11 \cdot x_T}{j \cdot \dot{I}_{11} \cdot 11 \cdot x_T - \dot{U}_{11\text{жел}}} \right| = 0,067 \text{ Ом};$$

$$I_{LC11} = \left| I_{11} \cdot \frac{j \cdot 11 \cdot x_T}{r_{L\Phi 11} + j \cdot 11 \cdot x_T} \right| = 38,404 \text{ А};$$

$$N_{C11} = \frac{I_{LC11}}{I_{\text{ном}}} = \frac{38,4}{67,9} = 0,565.$$

Округляем полученное количество конденсаторов до 1. Индуктивность в плече фильтра будет:

$$L_{\Phi 11} = \frac{1}{(2\pi \cdot f_1 \cdot 11)^2 \cdot C_{\Phi 11}} = 0,095 \cdot 10^{-3} \text{ Гн.}$$

Величина реактивной мощности, которую фильтр 5-й и 11-й гармоник генерирует на основной частоте, равна

$$Q_{\Phi 1_5_11} = \text{Im} \left(\frac{U_1^2}{r_{L\Phi 5} + j2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 5} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}}} + \frac{U_1^2}{r_{L\Phi 11} + j2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 11} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 11}}} \right) = 224,2 \cdot 10^3 \text{ вар.}$$

Дополнительно к фильтру требуется установить конденсаторную батарею мощностью

$$Q_{\text{КБ}} = 250 - Q_{\Phi 1_5_11} = 250 - 224,2 = 25,8 \text{ квар.}$$

Выбираем 1 конденсатор мощностью 50 квар, включаемый параллельно фильтрам 5-й и 11-й гармоник ($N_c = 1$).

Частотная характеристика сети примет следующий вид:

$$z(\nu) = \left(\frac{1}{r_T + j \cdot \nu \cdot x_T} + \frac{1}{j \cdot \nu \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 5} + \frac{1}{j \cdot \nu \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}}} + \frac{1}{j \cdot \nu \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 11} + \frac{1}{j \cdot \nu \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 11}}} + j \cdot \nu \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\text{НОМ}} \cdot N_c \right)^{-1}.$$

Расчетная амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) сети с установленными фильтрами 5-й и 11-й гармоник представлена на рис. 35. Здесь, так же как на рис. 34, для сравнения приведена АЧХ сети с установленными конденсаторами без фильтра.

Уровень гармонических составляющих напряжения после применения фильтров 5-й и 11-й гармоник:

$$U_5 = \sqrt{3} \cdot I_5 \cdot Z(5) = 11,625 \text{ В;}$$

$$U_7 = \sqrt{3} \cdot I_7 \cdot Z(7) = 10,732 \text{ В;}$$

$$U_{11} = \sqrt{3} \cdot I_{11} \cdot Z(11) = 4,426 \text{ В;}$$

$$U_{13} = \sqrt{3} \cdot I_{13} \cdot Z(13) = 3,366 \text{ В.}$$

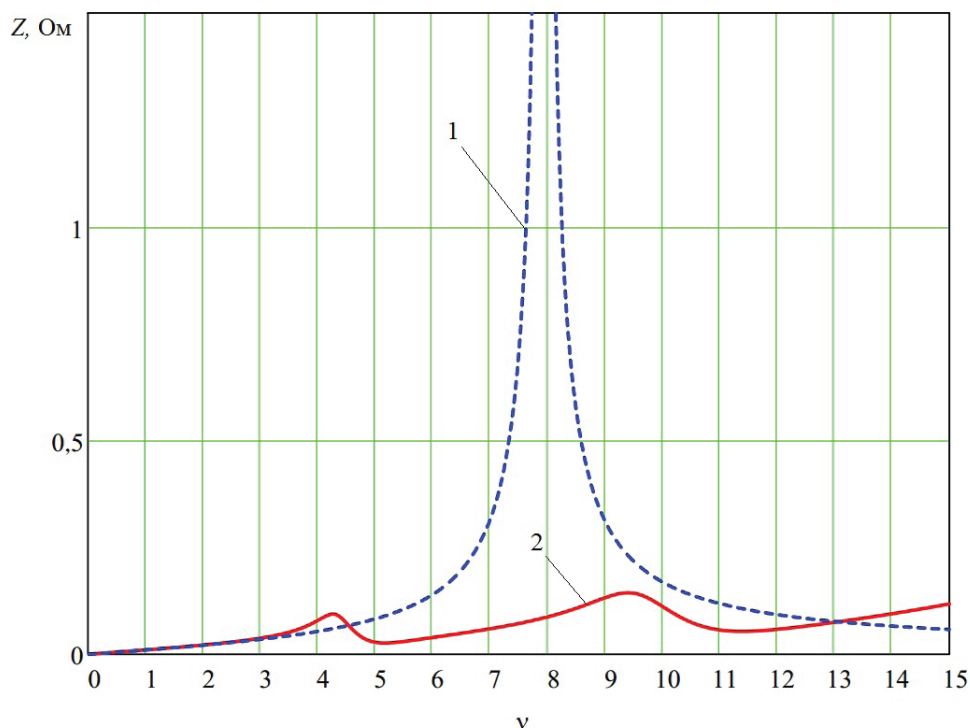


Рис. 35. АЧХ сети с установленными фильтрами 5-й и 11-й гармоник:
1 — до применения фильтра, 2 — после применения фильтра

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения:

$$k_5 = \frac{U_5}{U_1} \cdot 100 = 2,937 \%;$$

$$k_7 = \frac{U_7}{U_1} \cdot 100 = 2,711 \%;$$

$$k_{11} = \frac{U_{11}}{U_1} \cdot 100 = 1,118 \%;$$

$$k_{13} = \frac{U_{13}}{U_1} \cdot 100 = 0,895 \%.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения:

$$k_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 = 4,237 \%.$$

В приведенном примере не учитывались гармоники тока выше 13-й, поскольку здесь они согласно расчетному заданию имеют нулевое значение. При использовании данных, полученных в ходе реальных измерений, необходимо учитывать все гармоники тока вплоть до 40-й включительно, поскольку АЧХ за частотой, на которую настраивается фильтр, имеет восходящий характер.

Проведем проверку выбранных конденсаторов по действующему току и амплитуде приложенного напряжения. Линейные токи первой гармоники через конденсаторы фильтров будут соответственно:

$$I_{C1_5} = \left| \frac{U_1}{\sqrt{3} \left(R_{\Phi 5} + j \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 5} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}} \right)} \right| = 263,39 \text{ A};$$

$$I_{C1_11} = \left| \frac{U_1}{\sqrt{3} \left(R_{\Phi 11} + j \cdot 2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\Phi 11} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 11}} \right)} \right| = 63,773 \text{ A}.$$

Действующие значения токов в конденсаторах фильтров составят:

$$I_{C5} = \frac{1}{N_{C5}} \sqrt{f_1 \int_0^{f_1^{-1}} (\sqrt{2})^2 \cdot [I_{C1_5}^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot f_1 \cdot t) + I_{LC5}^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot f_1 \cdot 5 \cdot t)] dt =}$$

$$= \frac{1}{3} \sqrt{50 \int_0^{50^{-1}} (\sqrt{2})^2 \cdot [263,4^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot t) + 201,0^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot 5 \cdot t)] dt = 82,8 \text{ A};}$$

$$I_{C11} = \frac{1}{N_{C11}} \sqrt{f_1 \int_0^{f_1^{-1}} (\sqrt{2})^2 \cdot [I_{C1_11}^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot f_1 \cdot t) + I_{LC11}^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot f_1 \cdot 11 \cdot t)] dt =}$$

$$= \frac{1}{1} \sqrt{50 \int_0^{50^{-1}} (\sqrt{2})^2 \cdot [63,8^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot t) + 38,4^2 \cdot \sin^2(2\pi \cdot 50 \cdot 11 \cdot t)] dt = 74,4 \text{ A}.$$

Соотношения действующих токов, протекающих через конденсаторы, и их номинальных токов для фильтров 5-й и 11-й гармоник составят 1,219 и 1,096 соответственно. Выбранные конденсаторы проходят по допустимой токовой перегрузке.

Проведем проверку конденсаторов по допустимой величине пере-напряжения. Падение напряжения на конденсаторах фильтров 5-й и 11-й гармоник при протекании токов соответствующих гармонических составляющих будут:

$$U_{C5} = \frac{I_{LC5}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot 5 \cdot \frac{C_{\Phi 5}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 201}{2\pi \cdot 50 \cdot 5 \cdot 2643 \cdot 10^{-6}} = 62,9 \text{ В};$$

$$U_{C1_5} = \frac{Q_{\Phi 1_5}}{U_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{C1_5}}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 5}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 263,4}{2\pi \cdot 50 \cdot 2643 \cdot 10^{-6}} = 412,0 \text{ В};$$

$$U_{C11} = \frac{I_{LC11}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot 11 \cdot \frac{C_{\Phi 11}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 38,4}{2\pi \cdot 50 \cdot 11 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 21,9 \text{ В};$$

$$U_{C1_11} = \frac{Q_{\Phi 1_11}}{U_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 11}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{C1_11}}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\Phi 11}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 63,8}{2\pi \cdot 50 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 399,0 \text{ В}.$$

Амплитуды напряжений на конденсаторах фильтров составят:

$$U_{mC_5} = \max \left(\sqrt{2} \cdot U_{C1_5} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot t) + \sqrt{2} \cdot U_{C5} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot 5 \cdot t) \right) =$$

$$= \sqrt{2} \max(412 \cdot \sin(2\pi \cdot 50 \cdot t) + 62,9 \cdot \sin(2\pi \cdot 50 \cdot 5 \cdot t)) = 671,6 \text{ В};$$

$$U_{mC_11} = \max \left(\sqrt{2} \cdot U_{C1_11} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot t) + \sqrt{2} \cdot U_{C11} \cdot \sin(2\pi \cdot f_1 \cdot 11 \cdot t) \right) =$$

$$= \sqrt{2} \max(399 \cdot \sin(2\pi \cdot 50 \cdot t) + 21,9 \cdot \sin(2\pi \cdot 50 \cdot 11 \cdot t)) = 569,2 \text{ В}.$$

Соотношения приложенных амплитуд напряжений к конденсаторам фильтров 5-й и 11-й гармоник и номинальных напряжений составят 1,117 и 0,947 соответственно. Напряжение на конденсаторах фильтра 5-й гармоники превышает допустимый уровень. Необходимо выбрать конденсаторы с более высоким номинальным напряжением КПС-0,44–50-ЗУЗ.

11.5. Расчет компенсирующего устройства, выполненного по схеме «расстроенный фильтр»

В ряде случаев при компенсации реактивной мощности не ставится задача подавления высших гармоник напряжения на выводах силового трансформатора, однако в сети присутствуют высшие гармоники токов, которые препятствуют применению конденсаторных батарей. В этом случае все конденсаторы компенсирующего устройства оборудуются фильтрующими дросселями, индуктивность которых определяется условием резонансной частоты системы, лежащей в области, расположенной ниже самой низкой гармоники тока, присутствующей в сети [19].

Конденсаторная батарея с подключенным к ней дросселем образуют последовательный контур с резонансной частотой $f_{др}$:

$$f_{др} = f_1 \cdot \sqrt{\frac{100}{k_p}}, \quad (121)$$

где k_p — коэффициент расстройки, который принимается равным:

14 % — для подавления 3-й гармоники и выше;

7 % — для подавления 5-й гармоники и выше;

5,67 % — для подавления 9-й гармоники и выше.

Индуктивность дросселя, определяется по формуле:

$$L_{др} = \frac{1}{4\pi^2 \cdot f_{др}^2 \cdot C'}, \quad (122)$$

где $C' = 3 \cdot C_{ном}$ — приведенная емкость конденсаторов, соединенных в треугольник, при соединении в звезду.

Параметры трехфазных дросселей приведены в табл. 19.

Таблица 19

Трехфазные дроссели

Мощность, квар	$k_p = 14\%, f_{др} = 134 \text{ Гц}$			$k_p = 7\%, f_{др} = 189 \text{ Гц}$		
	Ток номинальный, А	Потери, Вт	Индуктивность, мГн	Ток номинальный, А	Потери, Вт	Индуктивность, мГн
5	7,69	52	14,79	7,69	53	7,2
10	14,6	78	7,369	14,6	61	3,56
12,5	18,6	69	6,147	18,6	80	2,97

Окончание табл. 19

Мощность, квар	$k_p = 14\%, f_{\text{др}} = 134 \text{ Гц}$			$k_p = 7\%, f_{\text{др}} = 189 \text{ Гц}$		
	Ток номинальный, А	Потери, Вт	Индуктивность, мГн	Ток номинальный, А	Потери, Вт	Индуктивность, мГн
15	23,4	111	4,752	23,4	82	2,37
20	27,1	107	4,342	27,1	77	2,04
25	34,9	108	3,515	34,9	121	1,58
30	42,7	147	3,073	42,7	114	1,3
40	58,2	204	2,171	58,2	134	0,95
45	—	—	—	65,5	163	0,88
50	72	204	1,76	72	188	0,79
60	85,5	232	1,537	85,5	263	0,65
75	106	268	1,187	106	271	0,53
80	—	—	—	116,4	275	0,5
100	—	—	—	144	220	0,4

После выбора дросселей и конденсаторов батареи проводится расчет гармонического состава напряжения на выводах силового трансформатора с использованием формул (100)–(102), а также проверка конденсаторов по действующему току (по формулам (103), (104)) и амплитуде приложенного напряжения (по формулам (117)–(120)).

Пример 15. Расчет расстроенного фильтра

Задача

Рассчитать и выбрать защитные дроссели для конденсаторов компенсирующего устройства, установленного в цехе механической обработки. Исходные данные к расчету (количество и тип выбранных конденсаторов) приведены в примере 11. Проверить конденсаторы по допустимой токовой перегрузке и по допустимому уровню приложенного напряжения после применения дросселей. Произвести оценку гармонического состава напряжения после применения «расстроенного фильтра».

Решение

Расстроенный фильтр строится по схеме конденсаторной установки, последовательно с каждым из конденсаторов которой включены дроссели, индуктивность которых определяется гармоническим составом напряжений в сети. Для уменьшения общего количества применяемых дросселей установим защитные дроссели последовательно с парой конденсаторов, образующих ступень регулирования реактивной мощности. Поскольку в сети присутствуют гармонические составляющие напряжения 5-й гармоники и гармоник более высокого порядка, выбираем коэффициент расстройки фильтра $k_p = 7\%$. Тогда частота дросселирования составит

$$f_{др} = f_1 \cdot \sqrt{\frac{100}{k_p}} = 50 \cdot \sqrt{\frac{100}{7}} = 189,98 \text{ Гц.}$$

Требуемая индуктивность дросселя составит

$$L_{др} = \frac{1}{4\pi^2 \cdot f_{др}^2 \cdot C'} = \frac{1}{4\pi^2 \cdot 189,98^2 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 0,805 \cdot 10^{-3} \text{ Гн.}$$

По табл. 19 выбираем дроссель мощностью 50 квар с индуктивностью $L_{др} = 0,79 \text{ мГн}$. Номинальный ток дросселя составит 72 А, потери в дросселе при номинальном токе — 188 Вт.

Активное сопротивление фазы дросселя составит

$$r_{др} = \frac{\Delta P_{др}}{3 \cdot I_{ном_др}^2} = \frac{188}{3 \cdot 72^2} = 0,012 \text{ Ом.}$$

Реактивная мощность, генерируемая батареей на основной частоте, будет равна

$$Q_1 = \text{Im} \left[\frac{U_1^2 \cdot N_C}{r_{др} + j2\pi \cdot f_1 \cdot L_{др} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{ном}}} \right] =$$

$$= \text{Im} \left[\frac{395,8^2 \cdot 5}{0,012 + j2\pi \cdot 50 \cdot 0,79 \cdot 10^{-3} - \frac{j}{2\pi \cdot 50 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}}} \right] = 232,8 \cdot 10^3 \text{ вар.}$$

После выбора дросселей и конденсаторов необходимо провести анализ гармонического состава напряжений в системе после применения конденсаторной установки. На рис. 36 приведены амплитудно-частотные характеристики системы до и после применения фильтрующих дросселей.

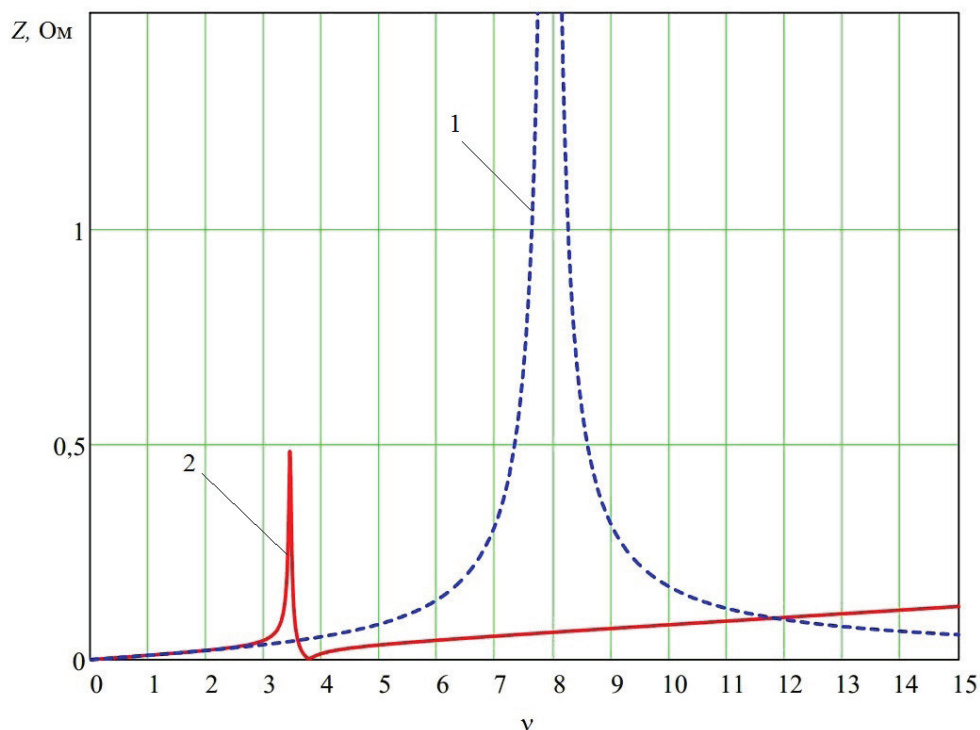


Рис. 36. АЧХ сети с установленными фильтрующими дросселями в батарее конденсаторов:

1 — до применения дросселей, 2 — после применения дросселей

Уровень гармонических составляющих напряжения после применения фильтров 5-й и 11-й гармоник:

$$U_5 = \sqrt{3} \cdot I_5 \cdot Z(5) = 14,12 \text{ В};$$

$$U_7 = \sqrt{3} \cdot I_7 \cdot Z(7) = 9,822 \text{ В};$$

$$U_{11} = \sqrt{3} \cdot I_{11} \cdot Z(11) = 6,977 \text{ В};$$

$$U_{13} = \sqrt{3} \cdot I_{13} \cdot Z(13) = 4,796 \text{ В}.$$

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения:

$$k_5 = \frac{U_5}{U_1} \cdot 100 = 3,567 \%;$$

$$k_7 = \frac{U_7}{U_1} \cdot 100 = 2,482 \%;$$

$$k_{11} = \frac{U_{11}}{U_1} \cdot 100 = 1,763 \%;$$

$$k_{13} = \frac{U_{13}}{U_1} \cdot 100 = 1,212 \%.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения:

$$k_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 = 4,844 \%.$$

Проведем проверку конденсаторов по допустимой токовой перегрузке и амплитуде приложенного напряжения. Гармонические составляющие тока через конденсаторы будут:

$$I_{1C} = \frac{U_1^2}{r_{\text{др}} + j2\pi \cdot f_1 \cdot L_{\text{др}} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot C_{\text{НОМ}}}} = 68,0 \text{ A};$$

$$I_{5C} = \frac{U_5^2}{r_{\text{др}} + j2\pi \cdot f_1 \cdot 5 \cdot L_{\text{др}} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot 5 \cdot C_{\text{НОМ}}}} = 26,1 \text{ A};$$

$$I_{7C} = \frac{U_7^2}{r_{\text{др}} + j2\pi \cdot f_1 \cdot 7 \cdot L_{\text{др}} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot 7 \cdot C_{\text{НОМ}}}} = 7,83 \text{ A};$$

$$I_{11C} = \frac{U_{11}^2}{r_{\text{др}} + j2\pi \cdot f_1 \cdot 11 \cdot L_{\text{др}} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot 11 \cdot C_{\text{НОМ}}}} = 2,84 \text{ A};$$

$$I_{13C} = \frac{U_{13}^2}{r_{\text{др}} + j2\pi \cdot f_1 \cdot 13 \cdot L_{\text{др}} - \frac{j}{2\pi \cdot f_1 \cdot 13 \cdot C_{\text{НОМ}}}} = 4,69 \text{ A}.$$

Действующий ток в конденсаторах составит 73,46 А. Соотношение действующего и номинального тока в конденсаторах — 1,082. Выбранные конденсаторы проходят по допустимой токовой перегрузке.

Падение напряжения на конденсаторах при протекании токов соответствующих гармонических составляющих будут:

$$U_{C1} = \frac{I_{1C}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot \frac{C_{\text{НОМ}}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 68,0}{2\pi \cdot 50 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 425,6 \text{ В};$$

$$U_{C5} = \frac{I_{5C}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot 5 \cdot \frac{C_{\text{НОМ}}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 26,1}{2\pi \cdot 50 \cdot 5 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 32,6 \text{ В};$$

$$U_{C7} = \frac{I_{7C}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot 7 \cdot \frac{C_{\text{НОМ}}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,83}{2\pi \cdot 50 \cdot 7 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 7,0 \text{ В};$$

$$U_{C11} = \frac{I_{11C}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot 11 \cdot \frac{C_{\text{НОМ}}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,84}{2\pi \cdot 50 \cdot 11 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 1,62 \text{ В};$$

$$U_{C13} = \frac{I_{13C}}{\sqrt{3} \left(2\pi \cdot f_1 \cdot 13 \cdot \frac{C_{\text{НОМ}}}{3} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,69}{2\pi \cdot 50 \cdot 13 \cdot 881,1 \cdot 10^{-6}} = 2,26 \text{ В}.$$

Амплитуда приложенного напряжения составит 638,98 В. Соотношение приложенной амплитуды напряжения к конденсаторам и номинального напряжения составит 1,063. Выбранные конденсаторы проходят по величине допустимого перенапряжения.

Приведенные выше расчеты показали, что при использовании фильтрующих дросселей в компенсирующей установке удастся ограничить токовую нагрузку конденсаторов, амплитуда приложенного напряжения остается в пределах нормы. Помимо этого удастся добиться приемлемого гармонического состава напряжения на выводах питающего трансформатора.

11.6. Выбор схемы компенсирующего устройства

По окончании проведенных расчетов необходимо провести сравнение наиболее приемлемых вариантов исполнения компенсирующего устройства. При сравнении учитывается:

- соответствие гармонического состава напряжения требованиям ГОСТа;
- соответствие уровня напряжения на выводах потребителей требованиям ГОСТа;
- возможность регулирования мощности компенсирующего устройства;
- возможность использования стандартного оборудования.

Оценка гармонического состава напряжений производится ранее при расчете компенсирующего устройства. Здесь следует учитывать, что при выполнении компенсирующего устройства по схеме «расстроенного фильтра» не ставится задача подавления гармоник напряжения, ограничивается лишь величина тока гармоник через конденсаторы компенсирующего устройства.

При использовании силовых резонансных фильтров ограничивается возможность регулирования мощности компенсирующего устройства ввиду того, что изменение емкости внутри плеча фильтра приведет к изменению его резонансной частоты. Ступени регулирования компенсирующего устройства будут определяться в этом случае величиной мощности плеча фильтра в целом, так как его можно будет отключить только целиком. При ограниченных возможностях регулирования мощности компенсирующего устройства необходимо оценить, насколько изменится уровень напряжения на зажимах потребителей при общем снижении нагрузки.

Подобных проблем при использовании схемы «расстроенного фильтра» не возникает, поскольку фильтрующие дроссели устанавливаются последовательно с каждым конденсатором компенсирующего устройства. Кроме того, фильтрующие дроссели выпускаются серийно, в отличие от дросселей силовых резонансных фильтров, которые проектируются индивидуально под конкретное применение.

При комплектации компенсирующего устройства следует предусмотреть установку разрядных сопротивлений, если они не встроены в конденсаторы. Часто в качестве разрядных сопротивлений исполь-

зуют первичные обмотки измерительных трансформаторов напряжения (НТМИ или НОМ), рассчитанных на номинальное напряжение 6 или 10 кВ, обладающих существенным реактивным сопротивлением на переменном токе и малым сопротивлением на постоянном токе при гашении остаточного заряда на конденсаторе.

В регулируемых конденсаторных установках возникает проблема коммутации ступеней компенсирующего устройства ввиду того, что напряжение на конденсаторе не может вырасти скачком. Иными словами, конденсатор в момент коммутации обладает нулевым сопротивлением и по нему будет протекать ток, близкий к току короткого замыкания в системе. Для ограничения броска тока при коммутации используются специальные контакторы, имеющие 2 группы неодновременно работающих контактов. Группа, замыкающаяся раньше, подключает секцию конденсаторов к сети через добавочное сопротивление, вторая группа контактов позже шунтирует первую вместе с добавочными токоограничивающими сопротивлениями.

Список библиографических ссылок

1. Правила устройства электроустановок: Утв. М-вом энергетики РФ 08.07.02: Ввод. в действие 1.01.03. Разд. 1. Общие правила. Гл. 1.1: Общая часть. Гл. 1.2: Электроснабжение и электрические сети. Гл. 1.7: Заземление и защитные меры. Гл. 1.9: Изоляция электроустановок. Разд. 7: Электрооборудование специальных установок. Гл. 7.5: Электротермические установки. Гл. 7.6: Электросварочные установки и установки гальванических покрытий/М-во топлива и энергетики Рос. Федерации. 7-е изд. СПб. : ДЕАН, 2002. 80 с. ; 21 см. (Безопасность труда России). ISBN 5-936302-06-7: 82.00
2. ГОСТ Р 52736—2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. М. : Стандартинформ, 2007.
3. ГОСТ Р 32144—2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. : Стандартинформ, 2014.
4. РТМ 36.18.32.4—92. Проектирование электроустановок. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект. М., 1993.
5. М 788—1069. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок, шифр М788—1069 / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект. М., 1990.
6. Каталог комплектных распределительных шинопроводов EAE Elektrik серии E-Line KB URL: www.eae.com.tr/pdf/ru/e-line-kb-ru.pdf (дата обращения: 07.01.2017).
7. ГОСТ 839—80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. М. : ИПК Издательство стандартов, 1998.

8. Калантаров П. Л., Цейтлин Л. А. Расчет индуктивностей : Справ. книга. 3-е изд., перераб. и доп. Л. : Энергоатомиздат, 1986. 488 с.
9. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : учебник для техникумов. М. : Высш. школа, 1975. 360 с.
10. ГОСТ 21128—83. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В. М. : Стандартиформ, 1983.
11. Княевский Б. А., Липкин Б. Ю. Электроснабжение и электрооборудование промышленных предприятий и цехов. М. : Энергия, 1971. 373 с.
12. ГОСТ 28249—93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. М. : Стандартиформ, 1995.
13. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И. П. Крючков [и др.] ; под ред. И. П. Крюкова и В. А. Старшинова. М. : Издательский центр «Академия», 2005. 416 с.
14. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. М. : Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153—34.0—20.527—98/Рос. АО энергетики и электрификации «ЕЭС России»; [разраб.: К. И. Неклепаев, И. П. Крючков, В. В. Жуков и др. ; науч. ред. Б. И. Неклепаев]. 3-е изд. М. : ЭНАС, 2008. 144 с.: ил.; 24 см. ISBN 978-5-93196-874-2.
16. Страница с формой запроса на загрузку бесплатного программного обеспечения Moeller Curve Select. URL: www.eaton.ru/EatonRU/Customersupport/MoellerCurveSelect/PCT_1217331 (дата обращения: 08.01. 2017).
17. ГОСТ Р МЭК 62561.2 —2014. Компоненты систем молниезащиты. Часть 2. Требования к проводникам и заземляющим электродам. М. : Стандартиформ, 2014.
18. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 1984. 160 с.
19. Матик-электро. Каталог 2009—2010. Компенсация реактивной мощности. М. : ООО «Матик-Электро», 2009.

Приложение 1

Таблица П. 1.1

Состав и условия размещения оборудования (набор заданий № 1)

№	Условия для ВЛ		Потребители: мощность, кВт/количество, ед.				ФНО															
	Район по гололеду	Район по ветру	Длина ВЛ, км	Параметры заземления																		
				Измеренное сопротивление естественных заземлителей, Ом	Измеренное удельное сопротивление грунта, Ом·м	Номер условия проведения измерений																
1	I	II	4,5	25	215	3	6/4	11/6	11/10	18/2	—	10/2	37/1	—	32/12	17/2	—	1/15	25/2	28/2	42/2	
2	III	IV	11,5	22	100	2	—	13/8	14/12	22/2	47/2	12/2	35/1	30/4	—	—	—	14/4	3/12	37/2	24/2	27/2
3	V	VI	11	18	250	1	7/4	—	21/8	21/4	38/2	14/2	40/1	—	22/12	22/6	—	2/18	26/4	26/2	44/2	
4	II	I	10,5	23	150	2	5/6	8/6	—	17/4	42/2	15/2	36/1	45/2	—	—	—	17/4	4/13	28/4	25/2	17/4
5	VI	III	9,5	26	240	1	4/4	13/12	14/8	—	65/4	17/2	38/1	—	17/6	18/4	—	1/17	38/2	22/2	15/4	
6	IV	V	8,5	20	210	3	8/2	22/2	32/4	19/2	—	12/2	42/1	40/6	—	17/2	—	3/16	43/2	25/2	16/4	
7	I	VII	10	21	160	2	—	14/6	22/12	18/4	54/4	14/2	37/1	—	23/12	—	13/4	2/15	45/2	30/2	18/4	
8	III	II	9	16	200	3	5/4	—	19/6	17/4	45/4	15/2	35/1	42/4	—	—	11/2	4/12	37/2	28/2	39/2	
9	V	IV	8	24	120	1	4/6	14/10	—	28/2	56/2	10/2	40/1	—	31/12	17/2	—	1/18	26/4	24/2	26/2	
10	II	VI	5,5	15	140	3	6/4	10/8	31/4	—	83/2	12/2	36/1	35/6	—	18/4	—	3/13	28/2	26/2	40/2	
11	VI	I	6,5	27	170	1	12/2	21/8	27/4	19/4	—	14/2	48/1	—	21/12	—	18/4	2/17	38/2	25/2	18/4	
12	IV	III	7,5	20	220	2	—	17/4	18/12	20/4	24/2	14/2	42/1	55/4	—	—	19/4	4/16	43/2	22/2	19/4	
13	III	V	4,5	17	210	1	5/6	—	14/12	26/2	45/4	15/2	45/1	—	16/6	17/2	—	1/18	34/2	25/2	20/4	
14	V	VII	6	19	225	2	4/4	22/2	—	32/2	37/4	17/2	40/1	52/2	—	15/4	—	3/13	31/2	30/2	16/4	
15	II	II	7	28	180	3	8/2	16/8	32/4	—	24/2	15/2	46/1	—	26/16	—	17/4	4/16	27/4	22/2	29/2	
16	V	V	9	20	190	1	3/4	—	12/8	25/4	40/4	10/2	40/1	—	22/4	18/2	—	1,5/16	36/2	25/2	20/4	
17	III	II	8	27	185	2	5/6	22/2	—	30/2	37/2	12/2	45/1	54/4	—	25/4	—	3/14	30/2	30/2	16/4	
18	II	VII	5	25	135	3	4/2	16/8	20/6	—	30/4	15/2	38/1	—	28/6	—	27/2	4/12	25/4	22/2	29/2	

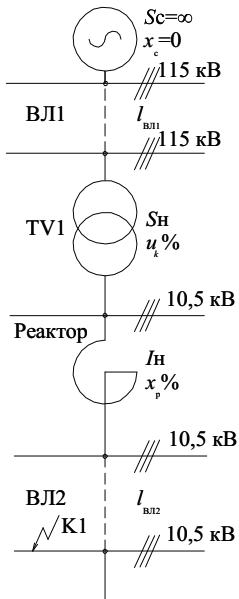
Окончание табл. П. 1.1

Состав и условия размещения оборудования (набор заданий № 2)

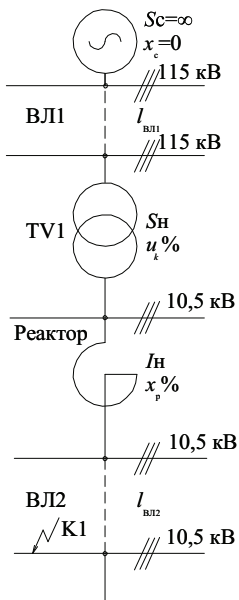
№	Условия для ВЛ		Потребители: мощность, кВт/количество, ед.			ФИО															
	Район по гололеду	Район по ветру	Длина ВЛ, км	Параметры заземления																	
				Измеренное сопротивление естественных заземлителей, Ом	Измеренное удельное сопротивление грунта, Ом · м		Номер условия проверки измерения														
1	V	III	4	24	140	1	4/4	13/12	14/8	—	45/4	15/2	35/1	42/4	28/16	22/6	—	4/12	22/2	30/2	42/2
2	II	V	12	23	170	2	6/2	—	22/12	18/4	54/4	14/2	37/1	30/4	—	15/4	14/4	6/10	37/2	24/2	27/2
3	VI	VII	10	17	220	3	—	11/6	11/10	18/2	52/2	10/2	37/1	—	32/12	17/2	11/2	1/15	25/2	28/2	42/2
4	IV	II	15	24	210	3	12/2	—	14/12	22/2	47/2	12/2	35/1	30/4	—	15/4	14/4	3/12	37/2	24/2	27/2
5	III	V	9	25	225	2	7/4	9/12	—	21/4	38/2	14/2	40/1	25/6	22/12	—	15/2	2/18	26/4	26/2	44/2
6	V	II	8	21	180	1	5/6	8/6	19/6	—	42/2	15/2	36/1	45/2	29/16	17/2	—	4/13	28/4	25/2	17/4
7	II	VII	11	22	190	1	4/4	13/12	14/8	34/2	—	17/2	38/1	—	17/6	18/4	18/4	1/17	38/2	22/2	15/4
8	V	IV	9,5	17	185	2	—	22/2	32/4	19/2	24/4	12/2	42/1	40/6	—	17/2	17/2	3/16	43/2	25/2	16/4
9	III	II	8,5	20	135	3	6/2	—	22/12	18/4	54/4	14/2	37/1	52/2	23/12	—	13/4	2/15	45/2	30/2	18/4
10	I	II	5	36	140	2	5/4	15/12	—	17/4	45/4	15/2	35/1	42/4	28/16	22/6	—	4/12	37/2	28/2	39/2
11	III	IV	6	26	215	3	4/6	14/10	17/2	—	56/2	10/2	40/1	—	31/12	17/2	16/4	1/18	26/4	24/2	26/2
12	V	VI	7	40	100	1	6/4	10/8	31/4	30/2	—	12/2	36/1	35/6	—	18/4	17/2	3/13	28/2	26/2	40/2
13	II	I	5,5	27	250	2	—	21/8	27/4	19/4	74/2	14/2	48/1	45/2	21/12	—	18/4	2/17	38/2	25/2	18/4
14	VI	III	6,5	29	150	3	7/4	—	18/12	20/4	24/2	14/2	42/1	55/4	28/14	18/4	—	4/16	43/2	22/2	19/4
15	IV	V	7,5	38	240	1	5/6	18/6	—	26/2	45/4	15/2	45/1	—	16/6	17/2	17/2	1/18	34/2	25/2	20/4
16	I	VII	10,5	30	210	2	4/4	22/2	24/8	—	37/4	17/2	40/1	52/2	—	15/4	13/4	3/13	31/2	30/2	16/4
17	III	II	18	37	160	3	8/2	16/8	32/4	29/4	—	15/2	46/1	55/2	26/16	—	17/4	4/16	27/4	22/2	29/2
18	V	IV	15	35	200	1	7/4	—	18/12	19/4	74/2	14/2	48/1	45/2	17/6	18/4	—	1/17	35/2	24/2	15/4

Таблица П. 1.2

Параметры элементов внешней сети электроснабжения (набор заданий № 1)

	№	Реактор		Трансформатор		Дли-на ВЛ 115 кВ, км
		Номи-нальный ток, А	Относительное реактивное со-противление, %	Номиналь-ная мощ-ность, МВ·А	Напряже-ние короткого за-мыкания, %	
	1	800	4	40	10,5	25
	2	600	5	30	8	30
	3	1000	3,5	25	9	40
	4	700	5,5	45	11	50
	5	500	4,5	35	8,5	27
	6	900	4	30	9,5	32
	7	800	5	66	10	38
	8	600	3,5	27	7,5	48
	9	1000	5,5	42	10,5	26
	10	700	4,5	32	8	31
	11	500	4	27	9	42
	12	900	5	50	11	51
	13	800	3,5	44	8,5	29
	14	600	5,5	35	9,5	33
	15	1000	4,5	28	10	36
	16	700	4	33	7,5	49
	17	500	5	51	11	34
	18	900	3,5	47	9	32

Параметры элементов внешней сети электроснабжения (набор заданий № 2)

	№	Реактор		Трансформатор		Дли-на ВЛ 115 кВ, км
		Номи-нальный ток, А	Относительное реактивное со-противление, %	Номиналь-ная мощ-ность, МВ·А	Напряже-ние короткого за-мыкания, %	
	1	700	4,5	32	9,5	26
	2	500	4	27	10	31
	3	900	5	50	7,5	42
	4	800	3,5	44	10,5	51
	5	600	5,5	35	8	29
	6	1000	4,5	28	9	33
	7	700	4	33	11	36
	8	500	5	51	7,5	49
	9	900	3,5	47	10,5	34
	10	700	5,5	30	8	32
	11	800	4,5	25	9	25
	12	600	4	45	11	30
	13	1000	3,5	35	8,5	40
	14	700	5,5	30	9,5	50
	15	500	3,5	66	10	27
	16	900	5,5	27	7,5	32
	17	800	4,5	42	11	38
	18	600	4	32	9	48

Приложение 2

Таблица П. 2

Коэффициенты некоторых электрических нагрузок

Наименование групп электроприемников	Электрические приемники	Коэффициент использования	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Электродвигатели хорошо загруженные и непрерывно работающие	Вентиляторы, насосы, компрессоры, двигатели и т. п.	0,65	0,8	0,75
	Станки универсального назначения (токарные, фрезерные, строгальные, сверлильные, долбежные и т. п.)	0,14	0,6	1,33
	Специализированные станки-автоматы, агрегатные	0,22–0,25	0,65	1,17
	Механизмы кузнечных цехов (кривошипные прессы, ковочные машины, прессы горячей штамповки и т. п.), литейных цехов (очистные и галтовочные барабаны, бегуны, шаровые мельницы и т. п.)	0,25	0,65	1,17
	Автоматические поточные линии	0,6	0,7	1,0
Электродвигатели механизмов непрерывного транспорта	Транспортеры, конвейеры, элеваторы и заблокированные с ними механизмы	0,6	0,7	1,0
Электродвигатели повторно-кратковременного режима работы	Краны, кран-балки, тельферы и т. п. (механические и сборочные и им подобные цехи)	0,06	0,45	1,89
Электрические печи	Печи сопротивления, нагревательные аппараты, сушильные камеры периодического действия	0,55	0,95	0,33
	Печи сопротивления непрерывного действия, методические, конвейерные и толкательные	0,7	0,95	0,33
	Индукционные печи низкой частоты	0,75	0,35	2,67
	То же высокой частоты с собственными двигатель-генераторами	0,6	0,7	1,0
	То же с ламповыми генераторами	0,75	0,8	0,75
	Дуговые плавильные печи	0,75	0,87	0,56
Электрическая сварка	Трансформаторы дуговой сварки	0,3	0,32	2,87
	Аппараты стыковой, шовной и точечной сварки, нагреватели заклепок	0,35	0,55	1,51
	Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,7	0,7	1,0
Электрическое освещение		0,8–0,85	1,0	—

Приложение 3

Выдержки из указаний по расчету электрических нагрузок [4]

Таблица П. 3.1

**Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p
для питающих сетей напряжением до 1000 В**

n_s	Коэффициент использования $K_{и}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица П. 3.2

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n_3	Коэффициент использования K_n							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6–8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9–10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10–25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25–50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблица П. 3.3

Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2–4	5–8	9–25	Более 25
$K_n < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_n < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_n \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_n > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

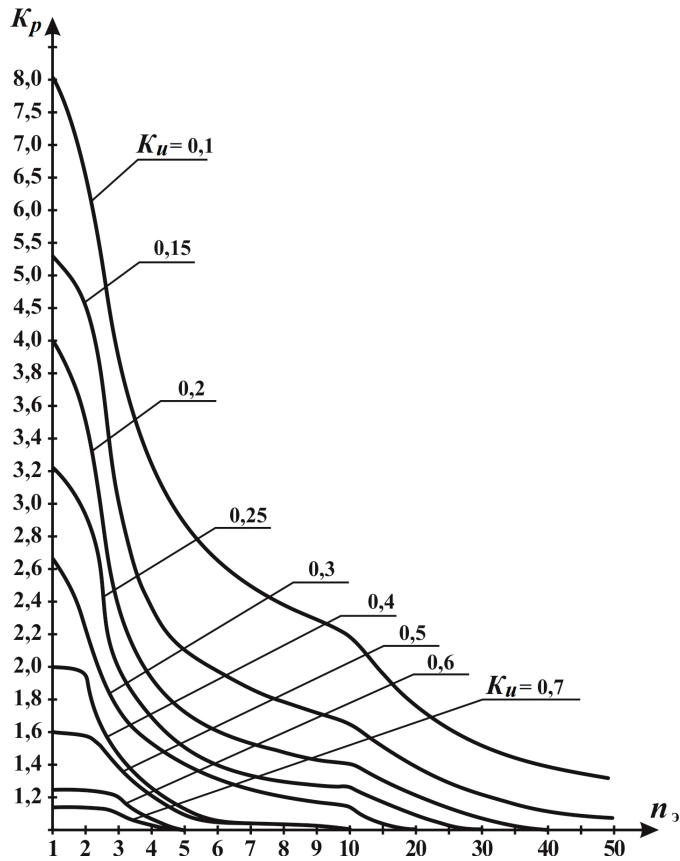


Рис. П. 3.1. Кривые коэффициента расчетных нагрузок K_p для различных коэффициентов использования K_u в зависимости от n_3 (для постоянной времени нагрева $T_o = 10$ мин)

Приложение 4

Таблица П. 4.1

Параметры трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Тип	Номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток $U_{\text{ном}}$, кВ		Потери P , кВт		Напряжение короткого замыкания u_k , %	Ток холостого хода, % от номинального
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ТМ-25/6-10	25	6; 10	0,4	0,17	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/6-10	40	6; 10	0,4	0,24	0,88	4,5	3,0
ТМ-63/6-10	63	6; 10	0,4	0,36	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/6-10	100	6; 10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/6-10	160	6; 10	0,4	0,73	2,65	4,5	2,4
			0,69		3,1		
ТМ-250/6-10	250	6; 10	0,4	0,945	3,7	4,5	2,3
			0,69		4,2		
ТМ-400/6-10	400	6; 10	0,4; 0,69	1,2	5,5	4,5	2,3
ТМ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,56	8,5	5,5	2,0
ТМ-1000/10	1000	6; 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ-1600/10	1600	6; 10	0,4; 0,69	3,3	18	5,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,6	25	5,5	1,0
ТМ-4000/10	4000	6; 10	6,3	6,4	33,5	6,5	0,9
ТМ-6300/10	6300	10	6,3	9,0	46,5	6,5	0,8
ТМ-100/35	100	35	0,4	0,465	1,97	6,5	2,6
ТМ-160/35	160	35	0,4	0,7	2,65	6,5	2,4
			0,69		3,1		
ТМ-250/35	250	35	0,4	1	3,7	6,5	2,3
			0,69		4,2		
ТМ-400/35	400	35	0,4	1,35	5,5	6,5	2,1
			0,69		5,9		
ТМ-630/35	630	35	0,4	1,9	7,6	6,5	2
			0,69		8,5		
ТМ-1000/35	1000	35	0,4; 0,69;	2,75	12,2	6,5	1,5
			6,3; 10,5				
ТМ-1600/35	1600	35	0,4; 0,69;	3,65	18,0	6,5	1,4
			6,3; 10,5				
ТМ-2500/35	2500	35	0,69; 6,3	5,1	25	6,5	1,1
			10,5				
ТМ-4000/35	4000	35	6,3; 10,5	6,7	33,5	7,5	1,0
ТМ-6300/35	6300	35	6,3; 10,5	9,4	46,5	7,5	0,9

Приложение 5

Таблица П. 5.1

Технические параметры шинопровода с алюминиевыми шинами серии ELINE KB фирмы EAE [6]

Номинальный ток, А	Размеры проводника, мм × мм	Активное сопротивление, мОм/м	Реактивное сопротивление, мОм/м	Пиковое значение тока к. з. проводника, кА	
				фазн.	нейтраль
800	7×75	0,067	0,045	110	63
1000	7×100	0,054	0,030	110	63
1250	7×130	0,043	0,020	110	63
1600	7×160	0,035	0,023	110	63
1600	2 (7×75)	0,039	0,016	220	132
2000	2 (7×100)	0,029	0,014	220	132
2500	2 (7×130)	0,017	0,014	220	132
3050	2 (7×160)	0,017	0,010	220	132
3100	3 (7×100)	0,016	0,011	264	158,4
4000	3 (7×130)	0,014	0,006	264	158,4
4250	3 (7×160)	0,011	0,006	264	158,4

Таблица П. 5.2

Технические параметры шинопровода серии ELINE КО фирмы EAE [6]

Номиналь- ный ток, А	Размеры проводника, мм × мм	Активное сопротивле- ние, мОм/м	Реактивное сопро- тивление, мОм/м	Пиковое значение тока к. з. проводника, кА	
				фазн.	нейтраль
Алюминиевый проводник (КОА)					
160	6×20	0,286	0,205	17	10,2
250	6×25	0,246	0,183	30	15,3
315	6×30	0,204	0,165	30	15,3
400	6×50	0,125	0,118	63	36
500	6×62,5	0,109	0,103	63	36
600	6×75	0,094	0,088	73,5	44,1
Медный проводник (КОС)					
250	6×20	0,180	0,173	36	21,6
315	6×25	0,164	0,154	36	21,6
400	6×30	0,144	0,145	52,5	30
600	6×50	0,078	0,117	73,5	44,1
800	6×75	0,068	0,083	73,5	44,1

Таблица П. 5.3

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных (ПУЭ, табл. 1.3.7 [1])

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных	двухжильных		трехжильных		
		при прокладке				
		в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29	
4	31	29	42	27	38	
6	38	38	55	32	46	
10	60	55	80	42	70	
16	75	70	105	60	90	
25	105	90	135	75	115	
35	130	105	160	90	140	
50	165	135	205	110	175	
70	210	165	245	140	210	
95	250	200	295	170	255	
120	295	230	340	200	295	
150	340	270	390	235	335	
185	390	310	440	270	385	
240	465	—	—	—	—	

Примечание. Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по [1, табл. 1.3.7], как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92.

Таблица П. 5.4

Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839–80 (ПУЭ, табл. 1.3.29 [1])

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	—				

Окончание табл. П. 5.4

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365				
	150/34	450	—				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	—				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505				
	240/56	610	—				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585				
	300/66	680	—				
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705				
	400/64	860	—				
500	500/27	960	830	—	980	—	820
	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	—	1100	—	955
700	700/86	1180	1040	—	—	—	—

Таблица П. 5.5

Допустимый длительный ток для шин прямоугольного сечения (ПУЭ, табл. 1.3.31 [1])

Размеры, мм × мм	Медные шины				Алюминиевые шины				Стальные шины	
	Ток*, А, при количестве полюсов на фазу								Размеры, мм	Ток*, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15×3	210	—	—	—	165	—	—	—	16×2,5	55/70
20×3	275	—	—	—	215	—	—	—	20×2,5	60/90
25×3	340	—	—	—	265	—	—	—	25×2,5	75/110
30×4	475	—	—	—	365/370	—	—	—	20×3	65/100
40×4	625	—/1090	—	—	480	—/855	—	—	25×3	80/120
40×5	700/705	—/1250	—	—	540/545	—/965	—	—	30×3	95/140
50×5	860/870	—/1525	—/1895	—	665/670	—/1180	—/1470	—	40×3	125/190
50×6	955/960	—/1700	—/2145	—	740/745	—/1315	—/1655	—	50×3	155/230
60×6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	—	870/880	1350/1555	1720/1940	—	60×3	185/280
80×6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	—	1150/1170	1630/2055	2100/2460	—	70×3	215/320
100×6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	—	1425/1455	1935/2515	2500/3040	—	75×3	230/345
60×8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	—	1025/1040	1680/1840	2180/2330	—	80×3	245/365
80×8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	—	1320/1355	2040/2400	2620/2975	—	90×3	275/410
100×8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	—	1625/1690	2390/2945	3050/3620	—	100×3	305/460
120×8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	—	1900/2040	2650/3350	3380/4250	—	20×4	70/115
60×10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	—	1155/1180	2010/2110	2650/2720	—	22×4	75/125
80×10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	—	1480/1540	2410/2735	3100/3440	—	25×4	85/140
100×10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30×4	100/165
120×10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	40×4	130/220
									50×4	165/270
									60×4	195/325
									70×4	225/375
									80×4	260/430
									90×4	290/480
									100×4	325/535

Примечание. * В числителе приведены значения переменного тока, в знаменателе — постоянного.

Таблица П. 5.6

Параметры сталеалюминиевых проводов [7]

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Алюминиевая часть провода		Расчетные данные провода					
	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Сопротивление пост. току при 20 °С, Ом/км	Диаметр провода, мм	Сечение, мм ²		Отношение сечения алюминия к стальной части	Удельная масса провода
35/6,2	6	2,8	0,777	8,4	36,9	6,15	6	148
50/8		3,2	0,595	9,6	48,2	8,04		195
70/11		3,8	0,422	11,4	68	11,3		276
95/16		4,5	0,301	13,5	95,4	15,9		385
120/19	26	2,4	0,244	15,2	118	18,8	6,25	471
150/24	26	2,7	0,204	17,1	148	24,2	6,14	599
185/29	26	2,98	0,159	18,8	181	29	6,24	728
185/43	30	2,8	0,156	19,6	185	43,1	4,29	846
240/32	24	3,6	0,118	21,6	244	31,7	7,71	921
240/39	26	3,4	0,122	21,6	236	38,6	6,11	952
240/56	30	3,2	0,120	22,4	241	56,3	4,29	1106
300/39	24	4	0,096	24,0	301	38,6	7,31	1132
300/48	26	3,8	0,098	24,1	295	47,8	6,16	1186
300/66	30	3,5	0,100	25,5	288,5	65,8	4,39	1313
300/67	30	3,5	0,100	24,5	288,5	67,3	4,29	1323
300/30	48	2,98	0,086	24,8	335	29,1	11,55	1152
330/43	54	2,8	0,087	25,2	332	43,1	7,71	1255
400/18	42	3,4	0,076	26,0	351	18,8	20,27	1199
400/51	54	3,05	0,073	27,5	394	51,1	7,71	1490
400/64	26	4,37	0,074	27,7	390	63,5	6,14	1572
400/93	30	4,15	0,071	29,1	406	93,2	4,35	1851
500/26	42	3,9	0,058	30,0	502	26,6	18,86	1592
500/64	54	3,4	0,058	30,6	490	63,5	7,71	1832
600/72	84	3,7	0,050	33,2	580	72,2	8,04	2170
1000/86	76	4,1	0,029	42,4	1003,2	56,3	17,96	3210

Приложение 6

Параметры асинхронных двигателей

Таблица П. 6.1

**Асинхронные электродвигатели серии 4 А с повышенным скольжением (4АС)
при ПВ = 40 %**

Тип двигателя	Мощность P_2 ном, кВт, при ПВ = 40	Скольжение $s_{ном}$, %	Частота вращения n_2 ном, об/мин	Ток статора I_1 ном, А, при $U_1 = 380$ В	КПД, %	$\cos \varphi_1$	$\frac{I_{1п}}{I_{1ном}}$	$\frac{M_{п}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{min}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	Момент инерции, 10^{-2} кг·м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Синхронная частота вращения $n_1 = 3000$ об/мин											
4AC71A2Y3	1	10	2700	2,4	72	0,87	5,5	2	1,6	2,2	0,098
4AC71B2Y3	1,2	10	2700	3	72	0,83	5,5	2	1,6	2,2	0,105
4AC80A2Y3	1,9	8,5	2745	4,4	75	0,87	6,5	2	1,6	2,2	0,18
4AC80B2Y3	2,5	8,5	2745	5,7	76	0,87	6,5	2	1,6	2,2	0,212
4AC90LA2Y3	3,5	7,5	2775	7,7	80	0,86	6,5	2	1,6	2,2	0,35
4AC100S2Y3	4,8	6,5	2805	10,3	82	0,86	7,5	2	1,6	2,2	0,59
4AC100LA2Y3	6,3	6,5	2805	13,4	82	0,86	7,5	2	1,6	2,2	0,75
4AC112M2Y3	8	5	2850	17,2	84	0,84	7,5	2	1,6	2,4	1
4AC132M2Y3	11	5,5	2840	24	84	0,89	7,5	2	1,6	2,4	1,25
Синхронная частота вращения $n_1 = 1500$ об/мин											
4AC71A4Y3	0,6	10	1350	1,8	68	0,73	4,5	2	1,6	2,2	0,13
4AC71B4Y3	0,8	10	1350	2,4	68,5	0,75	4,5	2	1,6	2,2	0,14
4AC80A4Y3	1,3	9,5	1358	3,5	68,5	0,82	5	2	1,6	2,2	0,32
4AC80B4Y3	1,7	11	1335	4,5	70	0,82	5	2	1,6	2,2	0,33
4AC90L4Y3	2,4	9,3	1360	5,9	76	0,82	6	2	1,6	2,2	0,56
4AC100S4Y3	3,2	7	1395	7,8	76,5	0,82	6	2	1,6	2,2	0,87
4AC100IY3	4,25	7	1395	10	78	0,82	6	2	1,6	2,2	1,12
4AC112M4Y3	5,6	7	1395	13	79	0,83	7	2	1,6	2,2	1,66
4AC132S4Y3	8,5	7,5	1395	18,4	82,5	0,83	7	2,6	1,6	2,8	2,83
4AC132M4Y3	11,8	6	1410	25	84	0,85	7	2	1,6	2,2	4
4AC160M4Y3	20	4,5	1432	37,6	87	0,87	7	2	1,6	2,2	12,75
4AC180S4Y3	21	5,5	1418	40,3	86	0,92	7	2	1,6	2,2	19
4AC180M4Y3	26,5	4	1440	50	88,5	0,91	7	2	1,6	2,2	23,25
4AC200M4Y3	31,5	6	1410	59,4	87,3	0,92	7	2	1,6	2,2	37
4AC200IY3	40	6	1410	73,5	87	0,92	7	2	1,6	2,2	64
4AC250S4Y3	56	8	1380	106	87,5	0,92	7	2	1,6	2,2	102
4AC250M4Y3	63	9	1365	118	87,0	0,93	7	2	1,6	2,2	1,17

Окончание табл. П. 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Синхронная частота вращения $n_1 = 1000$ об/мин											
4AC71A6Y3	0,4	8	920	1,4	62,5	0,70	4	2	1,6	2,1	0,17
4AC71B6Y3	0,63	8	920	2,2	65	0,70	4	2	1,6	2,1	0,2
4AC80A6Y3	0,8	14	860	2,9	61	0,68	4	2	1,6	2,1	0,25
4AC80B6Y3	1,2	14	860	3,7	66,5	0,73	4	2	1,6	2,1	0,33
4AC90L6Y3	1,7	10	900	5	71	0,72	6	1,9	1,6	2,1	0,73
4AC100L6Y3	2,6	8	920	6,9	75	0,76	6	1,9	1,6	2,1	1,31
4AC112MA6Y3	3,2	9	910	9,1	72	0,74	6,5	1,9	1,6	2,1	1,72
4AC112MBA6Y3	4,2	9	910	10,8	75	0,79	6,5	1,9	1,6	2,1	2,11
4AC132S6Y3	6,3	6	940	15,1	79	0,8	6,5	1,9	1,5	2,1	4
4AC132MA6Y3	8,5	6	940	20,2	80	0,8	6,5	1,9	1,5	2,1	5,75
4AC160S6Y3	12	6	940	26	82,5	0,85	6,5	1,9	1,5	2,1	14,25
4AC160M6Y3	16	6	940	36,1	84	0,85	6,5	1,9	1,5	2,1	18,25
Синхронная частота вращения $n_1 = 1000$ об/мин											
AC180M6Y3	19	6	940	39,9	84,5	0,9	6,5	1,9	1,5	2,1	22
4AC200M6Y3	22	9	910	43,5	83,5	0,92	6,5	1,9	1,5	2,1	40
4AC200L6Y3	28	8	920	54,6	85,5	0,91	6,5	1,9	1,5	2,1	45
4AC225M6Y3	33,5	12	880	69	81	0,91	6,5	1,9	1,5	2,1	74
4AC250S6Y3	40	5	950	75,8	89	0,9	6,5	1,9	1,5	2,1	116
4AC250M6Y3	45	3	950	90	86,5	0,88	6,5	1,9	1,5	2,1	126
Синхронная частота вращения $n_1 = 750$ об/мин											
4AC71B8Y3	0,3	11	690	1,5	50	0,61	3,5	1,9	1,6	2	0,185
4AC80A8Y3	0,45	12	660	2,1	53,5	0,61	3,5	1,9	1,6	2	0,34
4AC80B8Y3	0,6	12	660	2,5	58	0,63	3,5	1,9	1,6	2	0,41
4AC90LA8Y3	0,9	12	660	3,4	61	0,65	3,5	1,8	1,6	2	0,68
4AC90LA8Y3	1,2	12	660	4,4	65	0,64	3,5	1,8	1,6	3	0,86
4AC100LA8Y3	1,6	10	675	5,7	69	0,63	5,5	1,8	1,6	2	1,3
4AC112MA8Y3	2,2	10,5	670	7,56	68	0,65	6	1,8	1,6	2	1,75
4AC112MB8Y3	3,2	10,5	670	9,66	72	0,70	6	1,8	1,6	2	2,4
4AC132S8Y3	4,5	8	690	12,9	76	0,70	6	1,8	1,6	2	4,25
4AC132M8Y3	6	8	690	16,9	77	0,70	6	1,8	1,6	2	5,8
4AC160S8Y3	9	8	690	21,0	81,5	0,80	6	1,8	1,5	2	13,75
4AC160M8Y3	12,5	9	688	29,2	82,5	0,79	6	1,8	1,5	2	17
4AC180M8Y3	15	7	700	32	83,5	0,83	6	1,8	1,5	2	25
4AC200M8Y3	20	8	690	43	83,5	0,85	6	1,8	1,5	2	40
4AC225M8Y3	26,6	10	675	57,3	83	0,85	6	1,8	1,5	2	74
4AC250S8Y3	36	7,5	694	76	85	0,85	6	1,8	1,5	2	113

Приложение 7

Выдержки из правил устройства электроустановок [1]

Таблица П. 7.1

Минимально допустимые сечения изолированных проводов

Нормативная толщина стенки гололеда b_3 , мм	Сечение несущей жилы, мм ² , на магистрали ВЛИ, на линейном ответвлении от ВЛИ	Сечение жилы на ответвлениях от ВЛИ и от ВЛ к вводам, мм ²
10	35 (25)*	16
15 и более	50 (25)*	16

* В скобках дано сечение жилы самонесущих изолированных проводов, скрученных в жгут, без несущего провода.

Таблица П. 7.2

Минимально допустимые сечения неизолированных и изолированных проводов

Нормативная толщина стенки гололеда b_3 , мм	Материал провода	Сечение провода на магистрали и линейном ответвлении, мм
10	Алюминий (А), нетермообработанный алюминиевый сплав (АН)	25
	Сталеалюминий (АС), термообработанный алюминиевый сплав (АЖ)	25
	Медь (М)	16
15 и более	А, АН АС, АЖ М	35
		25
		16

Таблица П. 7.3

Допустимое механическое напряжение в проводах ВЛ до 1 кВ

Провод	Допустимое напряжение, % предела прочности при растяжении	
	при наибольшей нагрузке и низшей температуре	при среднегодовой температуре
СИП сечением 25–120 мм ²	40	30
Алюминиевый сечением, мм ² :		
25–95	35	30
120	40	30
Из термообработанного и нетермообработанного алюминиевого сплава сечением, мм ² :		
25–95	40	30
120	45	30

Окончание табл. П. 7.3

Провод	Допустимое напряжение, % предела прочности при растяжении	
	при наибольшей нагрузке и низшей температуре	при среднегодовой температуре
Сталеалюминиевый сечением, мм ² :		
25	35	30
35–95	40	30

Таблица П. 7.4

Нормативное ветровое давление W_0 на высоте 10 м над поверхностью земли

Район по ветру	Нормативное ветровое давление W_0 , Па (скорость ветра v_0 , м/с)
I	400 (25)
II	500 (29)
III	650 (32)
IV	800 (36)
V	1 000 (40)
VI	1 250 (45)
VII	1 500 (49)
Особый	Выше 1 500 (выше 49)

Таблица П. 7.5

Изменение коэффициента K_w по высоте в зависимости от типа местности

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов, тросов и средних точек зон конструкций опор ВЛ над поверхностью земли, м	Коэффициент K_w для типов местности		
	A	B	C
До 15	1,00	0,65	0,40
20	1,25	0,85	0,55
40	1,50	1,10	0,80
60	1,70	1,30	1,00
80	1,85	1,45	1,15
100	2,00	1,60	1,25
150	2,25	1,90	1,55
200	2,45	2,10	1,80
250	2,65	2,30	2,00
300	2,75	2,50	2,20
350 и выше	2,75	2,75	2,35

Таблица П. 7.6

Нормативная толщина стенки гололеда b_z для высоты 10 м над поверхностью земли

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда b_z , мм
I	10
II	15
III	20
IV	25
V	30
VI	35
VII	40
Особый	Выше 40

Таблица П. 7.7

Коэффициенты K_i и K_d , учитывающие изменение толщины стенки гололеда

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов, тросов и средних точек зон конструкций опор над поверхностью земли, м	Коэффициент K_i , учитывающий изменение толщины стенки гололеда по высоте над поверхностью земли	Диаметр провода (троса), мм	Коэффициент K_d , учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра провода (троса)
25	1,0	10	1,0
30	1,4	20	0,9
50	1,6	30	0,8
70	1,8	50	0,7
100	2,0	70	0,6

Таблица П. 7.8

Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм ²			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	из термообработанного алюминиевого сплава	стале-алюминиевых	стальных
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III–IV	95	50	50/8	35
в V и более	—	—	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III–IV	95	70	50/8	50
в V и более	—	—	70/11	50

Окончание табл. П. 7.8

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм ²			
	алюминиевых и из нетермообра- ботанного алюми- ниевого сплава	из термооб- работанного алюмини- евого сплава	стале- алю- мини- евых	сталь- ных
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	—	—	70/11	—
35 кВ и выше	—	—	120/19	—

Таблица П. 7.9

**Допустимое механическое напряжение в проводах, тросах ВЛ
напряжением выше 1 кВ**

Провода и тросы	Допустимое напряже- ние, % предела прочно- сти при растяжении		Допустимое напряжение, Н/мм ²	
	при наиболь- шей нагруз- ке и низшей температуре	при сред- негодо- вой тем- пературе	при наиболь- шей нагрузке и низшей тем- пературе	при сред- негодо- вой тем- пературе
Алюминиевые с площадью поперечного сечения, мм ² :				
70–95	35	30	56	48
120–240	40	30	64	51
300–750	45	30	72	51
Из нетермообработанного алюми- ниевого сплава площадью попереч- ного сечения, мм ² :				
50–95	40	30	83	62
120–185	45	30	94	62
Из термообработанного алюми- ниевого сплава площадью попереч- ного сечения, мм ² :				
50–95	40	30	114	85
120–185	45	30	128	85
Сталеалюминиевые площадью по- перечного сечения алюминиевой части провода, мм ² :				
400 и 500 при А/С 20,27 и 18,87	45	30	104	69
400, 500 и 1000 при А/С 17,91, 18,08 и 17,85	45	30	96	64
330 при А/С 11,51	45	30	117	78
150–800 при А/С от 7,8 до 8,04	45	30	126	84
35–95 при А/С от 5,99 до 6,02	40	30	120	90

Окончание табл. П. 7.9

Провода и тросы	Допустимое напряжение, % предела прочности при растяжении		Допустимое напряжение, Н/мм ²	
	при наибольшей нагрузке и низшей температуре	при среднегодовой температуре	при наибольшей нагрузке и низшей температуре	при среднегодовой температуре
185 и более при А/С от 6,14 до 6,28	45	30	135	90
120 и более при А/С от 4,29 до 4,38	45	30	153	102
500 при А/С 2,43	45	30	205	137
185, 300 и 500 при А/С 1,46	45	30	254	169
70 при А/С 0,95	45	30	272	204
95 при А/С 0,65	40	30	308	231
Из термообработанного алюминиевого сплава со стальным сердечником площадью поперечного сечения алюминиевого сплава, мм ² :				
500 при А/С 1,46	45	30	292	195
70 при А/С 1,71	45	30	279	186
Стальные провода	50	35	310	216
Стальные канаты	50	35	По стандартам и техническим условиям	
Защищенные провода	40	30	114	85

Таблица П. 7.10

Физико-механические характеристики проводов и тросов

Провода и тросы	Модуль упругости, 10 ⁴ Н/мм ²	Температурный коэффициент линейного удлинения, 10 ⁻⁶ град ⁻¹	Предел прочности при растяжении σ_p^* , Н/мм ² , провода и троса в целом
Алюминиевые	6,30	23,0	16
Сталеалюминиевые с отношением площадей поперечных сечений А/С:			
20,27	7,04	21,5	210
16,87–17,82	7,04	21,2	220
11,51	7,45	21,0	240
8,04–7,67	7,70	19,8	270
6,28–5,99	8,25	19,2	290
4,36–4,28	8,90	18,3	340
2,43	10,3	16,8	460
1,46	11,4	15,5	565
0,95	13,4	14,5	690
0,65	13,4	14,5	780

Окончание табл. П. 7.10

Провода и тросы	Модуль упругости, 10^4 Н/мм^2	Температурный коэффициент линейного удлинения, $10^{-6} \text{ град}^{-1}$	Предел прочности при растяжении σ_p^* , Н/мм^2 , провода и троса в целом
Из нетермообработанного алюминиевого сплава	6,3	23,0	208
Из термообработанного алюминиевого сплава	6,3	23,0	285
Из термообработанного алюминиевого сплава со стальным сердечником с отношением площадей поперечных сечений A/C :			
1,71	11,65	15,83	620
1,46	12,0	15,5	650
Стальные канаты	18,5	12,0	1200**
Стальные провода	20,0	12,0	620
Защищенные провода	6,25	23,0	294

Примечания:

*Предел прочности при растяжении σ_p определяется отношением разрывного усилия провода (троса) P_p , нормированного государственным стандартом или техническими условиями, к площади поперечного сечения s_n , $\sigma_p = P_p/s_n$. Для сталеалюминевых проводов $s_n = s_A + s_C$.

**Принимается по соответствующим стандартам, но не менее 1200 Н/мм^2

Приложение 8

Выдержки из приложений к ГОСТ 28249–93 [12]

Таблица П. 8.1

Сопротивления контактных соединений кабелей

Сечение алюминиевого кабеля, мм ²	16	25	35	50	70	95	120	150	240
Сопротивление, мОм	0,085	0,064	0,056	0,043	0,029	0,027	0,024	0,021	0,012

Таблица П. 8.2

Сопротивления контактных соединений шинопроводов

Номинальный ток, А	250	400	630	1600	2500	4000
Серия шинопроводов	ШРА-73	ШРА-73	ШРА-73	ШМА-73	ШМА-68Н	ШМА-68Н
Сопротивление контактного соединения, мОм	0,009	0,006	0,004	0,003	0,002	0,001

Таблица П. 8.3

Приближенные значения сопротивлений разъемных контактов коммутационных аппаратов напряжением до 1 кВ

Номинальный ток аппарата, А	Активное сопротивление, мОм, разъемных соединений		
	автоматического выключателя	рубильника	разъединителя
50	1,30	—	—
70	1,00	—	—
100	0,75	0,50	—
150	0,65	—	—
200	0,60	0,40	—
400	0,40	0,20	0,20
600	0,25	0,15	0,15
1000	0,12	0,08	0,08
3000	—	—	—

Таблица П. 8.4

Сопровитвления первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока

Коэффициент трансформации трансформатора тока	Сопровитвление первичной обмотки многовиткового трансформатора, мОм, класса точности			
	1		3	
	x_{TA}	r_{TA}	x_{TA}	r_{TA}
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	2,7	1,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,088
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Таблица П. 8.5

Сопровитвления катушек и контактов автоматических выключателей*

Номинальный ток выключателя, А	Сопровитвление катушки и контакта, мОм	
	r_{kb}	x_{kb}
50	7	4,5
70	3,5	2
100	2,15	1,2
140	1,3	0,7
200	1,1	0,5
400	0,65	0,17
600	0,41	0,13
1000	0,25	0,1
1600	0,14	0,08
2500	0,13	0,07
4000	0,1	0,05

Примечание.

* В таблице указаны суммарные сопровитвления катушек и контактов автоматических выключателей (серий А 3700 «Электрон» и ВА), для которых эти сопровитвления зависят от их номинального тока и не зависят от типа выключателя.

Приложение 9

Выдержки из ГОСТ Р 52736–2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания [2]

Таблица П. 9.1

Предельно допустимые температуры нагрева проводников при КЗ

Вид проводников	$\vartheta_{\text{к.доп}}, ^\circ\text{C}$
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
Шины стальные, имеющие непосредственное соединение с аппаратами	300
Кабели бронированные и небронированные с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:	
1	250
6 (10)	200
20 (35)	130
110 (220)	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией, выполненной из:	
— поливинилхлоридного пластика	160
— резины	160
— полиэтилена (кабели до 35 кВ)	130
— вулканизированного (сшитого) полиэтилена (кабели до 35 кВ)	250
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм ² :	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм ² :	
менее 20	200
20 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200
Самонесущие и изолированные провода на напряжение до 1 кВ с изоляцией, выполненной из:	
— термопластичного полиэтилена	135
— вулканизированного (сшитого) полиэтилена	250
Провода с защитной оболочкой на напряжение 6–20 кВ	250

Таблица П. 9.2

Значения параметра $C_{\text{тер}}$ для жестких шин

Система легирования	Материал проводника или марка сплава	Значение $C_{\text{тер}}$, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ при начальной температуре, °С		
		70	90	120
—	Медь	170	—	—
Al	АД0	90	81	68
	АД1Н	91	82	69
	АД0М, АД1М	92	83	70
Al–Mg–Si	АД31Т1	85	77	64
	АД31Т	82	74	62
	АД33Т1	77	71	59
	АД33Т	74	67	57
	АВТ1	73	66	55
	АВТ	71	63	53
Al–Zn–Mg	1911	71	63	53
	1915, 1951	66	60	51
Al–Mg–Mn	АМг5	63	57	48
—	Сталь при $v_{\text{к.доп}} = 400$ °С	70	—	—
	Сталь при $v_{\text{к.доп}} = 300$ °С	60	—	—

Таблица П. 9.3

Значения параметра $C_{\text{тер}}$ для кабелей

Характеристики кабелей	Значение $C_{\text{тер}}$, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$
Кабели до 10 кВ	
с медными жилами	140
с алюминиевыми жилами	90
Кабели до 20–30 кВ	
с медными жилами	105
с алюминиевыми жилами	70
Кабели и изолированные провода с полихлорвиниловой или резиновой изоляцией	
с медными жилами	120
с алюминиевыми жилами	75
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной изоляцией	
с медными жилами	103
с алюминиевыми жилами	65

Таблица П. 9.4

Значения параметра $C_{\text{тер}}$ для проводов

Материал провода	Марка провода	Значение $C_{\text{тер}}$, $\text{А} \cdot \text{с}^{0.5} / \text{мм}^2$, при допустимых температурах нагрева проводов при к. з., °С		
		160	200	250
Медь	М	—	142	250
Алюминий	А, АКП, Ап, АпКП	76	90	—
Алюминиевый сплав	АН, АНКП	69	81	—
	АЖЖ, АЖКП	66	77	
Сталеалюминий	АС, АСК, АСКП, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК	76	90	—

Приложение 10

Параметры автоматических выключателей фирмы Moeller

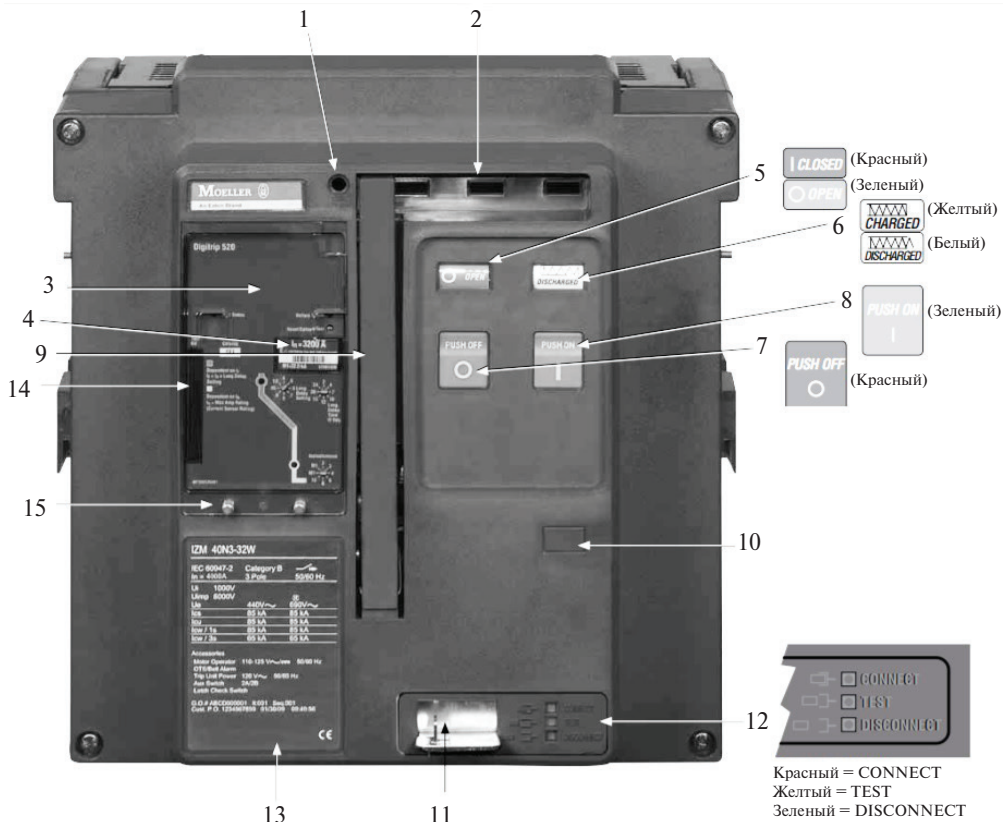


Рис. П. 10.1. Типовая лицевая панель выкатного автоматического выключателя серии IZM:

1 — флажок срабатывания (механический индикатор); 2 — три обзорных окошка аксессуаров; 3 — электронный расцепитель; 4 — модуль номинального тока; 5 — индикатор состояния выключателя (вкл./откл.); 6 — индикатор состояния пружинного накопителя (заряжен/разряжен); 7 — кнопка ручного отключения; 8 — кнопка ручного включения; 9 — взводной рычаг; 10 — запираемая дверца привода выкатывания; 11 — шильдик номинальных значений; 12 — цветовой индикатор положения выключателя; 13 — шильдик номинальных значений; 14 — тестовый разъем расцепителя; 15 — крышка расцепителя с двумя крепежными винтами (с возможностью пломбирования)

Таблица П. 10.1

Параметры автоматических выключателей серии IZM

Номинальные характеристики			Тип		Примечание	
Ном. ток I_n , А	Диапазон установки		Базовая отключающая способность ($I_{cu} = 50$ кА)	Нормальная отключающая способность ($I_{cn} = 65$ кА)		
	Расцепитель перегрузки I_n , А	Расцепитель короткого замыкания				
		С задержкой срабатывания $I_{\Delta t}$, кА				Без задержки срабатывания I_n , кА
Автоматический выключатель для защиты распределительных систем (тип А)						
630	315–630	–	1,26–5,04	IZMB1-4-A630	IZMNI-4-A630	– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,5 \div 1) \cdot I_n$;
800	400–800	–	1,6–6,4	IZMB1-4-A800	IZMNI-4-A800	– время задержки $t_r = 10$ с при $I = 6 \cdot I_n$;
1000	500–1000	–	2,0–8,0	IZMB1-4-A1000	IZMNI-4-A1000	– регулируемый расцепитель к. з. без выдержки времени
1250	625–1250	–	2,5–10,0	IZMB1-4-A1250	IZMNI-4-A1250	$I_r = (2 \div 8) \cdot I_n$;
1600	800–1600	–	3,2–12,8	IZMB1-4-A1600	IZMNI-4-A1600	– четвертый полюс не защищен от перегрузки.
Автоматический выключатель для селективной защиты и защиты электродвигателя (тип V)						
630	252–630	0,788–7,56	12,6	IZMB1-4-V630	IZMNI-4-V630	– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,4 \div 1) \cdot I_n$;
800	320–800	1,0–9,6	16,0	IZMB1-4-V800	IZMNI-4-V800	– время задержки $t_r = 10$ с при $I = 6 \cdot I_n$;
1000	400–1000	1,25–12,0	20,0	IZMB1-4-V1000	IZMNI-4-V1000	– регулируемый расцепитель к. з. с выдержкой времени
1250	500–1250	1,563–15,00	25,0	IZMB1-4-V1250	IZMNI-4-V1250	$I_{ad} = (1,25 \div 12) \cdot I_n$;
1600	640–1600	2,0–19,2	32,0	IZMB1-4-V1600	IZMNI-4-V1600	– время задержки расцепителя к. з. $t_{ad} = 0, 20, 100, 200, 300, 400$ мс;
– четвертый полюс не защищен от перегрузки.						
Автоматический выключатель для универсальной защиты и защиты электродвигателя (тип U)						
630	252–630	0,945–7,65/OFF		IZMB1-4-U630	IZMNI-4-U630	– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,4 \div 1) \cdot I_n$;
800	320–800	1,0–9,6	1,2-9,6/OFF	IZMB1-4-U800	IZMNI-4-U800	– время задержки $t_r = 2–30$ с при $I = 6 \cdot I_n$;
1000	400–1000	1,25–12,0	1,50-12,0/OFF	IZMB1-4-U1000	IZMNI-4-U1000	– регулируемый расцепитель к. з. с выдержкой времени
1250	500–1250	1,563–15,00	1,875-15,0/OFF	IZMB1-4-U1250	IZMNI-4-U1250	$I_{ad} = (1,25 \div 12) \cdot I_n$;
1600	640–1600	2,0–19,2	2,4-19,2/OFF	IZMB1-4-U1600	IZMNI-4-U1600	– время задержки расцепителя к. з. $t_{ad} = 0, 20, 100, 200, 300, 400$ мс;
– четвертый полюс защищен от перегрузки (OFF, 50 %, 100 % от I_n).						
Автоматический выключатель с электронным расцепителем (тип D)						
630	252–630	$1,25 \cdot I_n \div 0,8 I_{cu}$ $1,5 \cdot I_n \div 0,8 I_{cn}$		IZMB1-4-D630	IZMNI-4-D630	– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,4 \div 1) \cdot I_n$;
800	320–800			IZMB1-4-D800	IZMNI-4-D800	– время задержки $t_r = 2–30$ с при $I = 6 \cdot I_n$;
1000	400–1000			IZMB1-4-D1000	IZMNI-4-D1000	– регулируемые расцепители к. з.;
1250	500–1250			IZMB1-4-D1250	IZMNI-4-D1250	– время задержки расцепителя к. з. $t_{ad} = 0–4000$ мс;
1600	640–1600			IZMB1-4-D1600	IZMNI-4-D1600	– четвертый полюс защищен от перегрузки (OFF, 50 %, 100 %, 200 % от I_n).

Продолжение табл. П. 10.1

Номинальные характеристики			Тип			Примечание
Ном. ток I_n , А	Диапазон установок		Базовая отключающая способность ($I_{cu} = 50$ кА)	Нормальная отключающая способность ($I_{cu} = 65$ кА)	Высокая отключающая способность ($I_{cu} = 100$ кА)	
	Расцепитель перегрузки I_r , А	Расцепитель короткого замыкания				
Автоматический выключатель для защиты распределительных систем (тип А)						
800	400–800	—	1,6–6,4	IZMB2-4-A800	IZMN2-4-A800	— регулируемый расцепитель перегрузки
1000	500–1000	—	2,0–8,0	IZMB2-4-A1000	IZMN2-4-A1000	$I_r = (0,5 \div 1) \cdot I_n$;
1250	625–1250	—	2,5–10,0	IZMB2-4-A1250	IZMN2-4-A1250	— время задержки $t_r = 10$ с при $I = 6 \cdot I_r$;
1600	800–1600	—	3,2–12,8	IZMB2-4-A1600	IZMN2-4-A1600	— регулируемый расцепитель к.з. без выдержки
2000	1000–2000	—	4,0–16,0	IZMB2-4-A2000	IZMN2-4-A2000	времени $I_r = (2 \div 8) \cdot I_n$;
2500	1250–2500	—	5,0–20,0	IZMB2-4-A2500	IZMN2-4-A2500	— четвертый полюс не защищен от перегрузки.
3200	1600–3200	—	6,4–25,6	IZMB2-4-A3200	IZMN2-4-A3200	
Автоматический выключатель для селективной защиты и защиты электродвигателя (тип V)						
800	320–800	1,0–9,6	16,0	IZMB2-4-V800	IZMN2-4-V800	— регулируемый расцепитель перегрузки
1000	400–1000	1,25–12,0	20,0	IZMB2-4-V1000	IZMN2-4-V1000	$I_r = (0,4 \div 1) \cdot I_n$;
1250	500–1250	1,563–15,0	25,0	IZMB2-4-V1250	IZMN2-4-V1250	— время задержки $t_r = 10$ с при $I = 6 \cdot I_r$;
1600	640–1600	2,0–19,2	32,0	IZMB2-4-V1600	IZMN2-4-V1600	— регулируемый расцепитель к.з. с выдержкой
2000	800–2000	2,5–24,0	40,0	IZMB2-4-V2000	IZMN2-4-V2000	времени $I_{sd} = (1,25 \div 12) \cdot I_n$;
2500	1000–2500	3,125–30,0		IZMB2-4-V2500	IZMN2-4-V2500	— время задержки расцепителя к.з. $t_{sd} = 0, 20, 100,$
3200	1280–3200	4,0–38,4		IZMB2-4-V3200	IZMN2-4-V3200	200, 300, 400 мс;
4000	1600–4000	5,0–48,0	50,0	—	IZMN2-4-V4000	— расцепитель тока короткого замыкания $I_r \neq 20I_n$;
5000	2000–5000	6,25–50,0		—	IZMN2-4-V5000	— четвертый полюс не защищен от перегрузки.
6300	2520–6300	7,875–50,0		—	IZMN2-4-V6300	
Автоматический выключатель для универсальной защиты и защиты электродвигателя (тип U)						
800	320–800	1,0–9,6		IZMB2-4-U800	IZMN2-4-U800	— регулируемый расцепитель перегрузки
1000	400–1000	1,25–12,0		IZMB2-4-U1000	IZMN2-4-U1000	$I_r = (0,4 \div 1) \cdot I_n$;
1250	500–1250	1,563–15,0		IZMB2-4-U1250	IZMN2-4-U1250	— время задержки $t_r = 2–30$ с при $I = 6 \cdot I_r$;
1600	640–1600	2,0–19,2		IZMB2-4-U1600	IZMN2-4-U1600	— регулируемый расцепитель к.з. с выдержкой
2000	800–2000	2,5–24,0		IZMB2-4-U2000	IZMN2-4-U2000	времени $I_{sd} = (1,25 \div 12) \cdot I_n$;
2500	1000–2500	3,125–30,0	$(1,5 \div 12) \times$	IZMB2-4-U2500	IZMN2-4-U2500	— время задержки расцепителя к.з. $t_{sd} = 0, 20, 100,$
3200	1280–3200	4,0–38,4	$\times I_n / \text{OFF}$	IZMB2-4-U3200	IZMN2-4-U3200	200, 300, 400 мс;
4000	1600–4000	5,0–48,0		—	IZMN2-4-U4000	— регулируемый расцепитель тока к.з. без выдерж-
5000	2000–5000	6,25–50,0		—	IZMN2-4-U5000	ки I_r ;
6300	2520–6300	7,875–50,0		—	IZMN2-4-U6300	— четвертый полюс защищен от перегрузки (OFF,
						50 %, 100 % от I_r).

Окончание табл. П. 10.1

Номинальные характеристики			Тип			Примечание
Ном. ток I_n, A	Диапазон установок		Базовая отключающая способность ($I_{cu} = 55 \text{ кА}$)	Нормальная отключающая способность ($I_{cu} = 80 \text{ кА}$)	Высокая отключающая способность ($I_{cu} = 100 \text{ кА}$)	
	Расцепитель перегрузки I_n, A	Расцепитель короткого замыкания				
		С задержкой срабатывания $I_{\Delta t}, \text{кА}$				
Автоматический выключатель для защиты распределительных систем (тип D)						— регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,4 \div 1) \cdot I_n$; — время задержки $t_r = 2-30 \text{ с}$ при $I = 6 \cdot I_n$; — регулируемые расцепители к.з.; — время задержки расцепителя к.з. $t_{\Delta t} = 0-4000 \text{ мс}$; — четвертый полюс защищен от перегрузки (OFF, 50 %, 100 %, 200 % от I_n).
800	320—800		IZMB2-4-D800	IZMN2-4-D800	IZMH2-4-D800	
1000	400—1000		IZMB2-4-D1000	IZMN2-4-D1000	IZMH2-4-D1000	
1250	500—1250		IZMB2-4-D1250	IZMN2-4-D1250	IZMH2-4-D1250	
1600	640—1600		IZMB2-4-D1600	IZMN2-4-D1600	IZMH2-4-U1600	
2000	800—2000	$1,25 \cdot I_n \div 0,8 I_{cu}$	IZMB2-4-D2000	IZMN2-4-D2000	IZMH2-4-D2000	
2500	1000—2500		IZMB2-4-D2500	IZMN2-4-D2500	IZMH2-4-D2500	
3200	1280—3200		IZMB2-4-D3200	IZMN2-4-D3200	IZMH2-4-D3200	
4000	1600—4000		—	—	IZMH2-4-D4000	
5000	2000—5000		—	—	IZMH2-4-D5000	
6300	2520—6300	—	—	IZMH2-4-D6300		



Рис. П. 10.2. Внешний вид выключателя серии NZM

Таблица П. 10.2

Параметры автоматических выключателей серии NZM

Ном. ток I_n , А	Диапазон установок		Базовая отключающая способность ($I_{cu} = 25$ кА)	Нормальная отключающая способность ($I_{cu} = 50$ кА)	Высокая отключающая способность ($I_{cu} = 100$ кА)	Примечание
	Расцепитель перегрузки I_r , А	Расцепитель короткого замыкания I_s , А				
Автоматический выключатель для защиты распределительных систем (тип А)						– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,8 \div 1) \cdot I_n$;
20	15–20	350	NZMB1-A20	NZMN1-A20	NZMH1-A20	
25	20–25	350	NZMB1-A25	NZMN1-A25	NZMH1-A25	– фиксированный расцепитель короткого замыкания.
32	25–32	350	NZMB1-A32	NZMN1-A32	NZMH1-A32	
40	32–40	320–400	NZMB1-A40	NZMN1-A40	NZMH1-A40	– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,8 \div 1) \cdot I_n$;
50	40–50	300–500	NZMB1-A50	NZMN1-A50	NZMH1-A50	
63	50–63	380–630	NZMB1-A63	NZMN1-A63	NZMH1-A63	
80	63–80	480–800	NZMB1-A80	NZMN1-A80	NZMH1-A80	
100	80–100	600–1000	NZMB1-A100	NZMN1-A100	NZMH1-A100	
125	100–125	750–1250	NZMB1-A125	NZMN1-A125	NZMH1-A125	
160	125–160	960–1600	NZMB2-A160	NZMN2-A160	NZMH2-A160	
200	160–200	1200–2000	NZMB2-A200	NZMN2-A200	NZMH2-A200	
250	200–250	1500–2500	NZMB2-A250	NZMN2-A250	NZMH2-A250	
300	240–300	2000–2500	NZMB2-A300	NZMN2-A300	NZMH2-A300	
320	250–320	1920–3200	–	NZMN2-A320	NZMH2-A320	
400	320–400	2400–4000	–	NZMN2-A400	NZMH2-A400	
500	400–500	3000–5000	–	NZMN2-A500	NZMH2-A500	
Автоматический выключатель для защиты двигателя (тип М) группа 1						
40	32–40	320–560	NZMB1-M40	NZMN1-M40	–	
50	40–50	400–700	NZMB1-M50	NZMN1-M50	–	
63	50–63	504–882	NZMB1-M63	NZMN1-M63	–	
80	63–80	640–1120	NZMB1-M80	NZMN1-M80	–	
100	80–100	800–1250	NZMB1-M100	NZMN1-M100	–	– чувствительность к выпадению фазы.
Автоматический выключатель для защиты двигателя (тип М) группа 2						
20	16–20	350			NZMH1-M20	– регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,8 \div 1) \cdot I_n$;
25	20–25	350			NZMH1-M25	
32	25–32	320–448			NZMH1-M32	– класс отключения 10 А;
40	32–40	320–560			NZMH1-M40	
50	40–50	400–700			NZMH1-M50	– регулируемый расцепитель короткого замыкания;
63	50–63	504–882			NZMH1-M63	
80	63–80	640–1120			NZMH1-M80	– чувствительность к выпадению фазы.
100	80–100	800–1400			NZMH1-M100	
125	100–125	1000–1750	NZMB1-M125	NZMN1-M125	NZMH1-M125	

Окончание табл. П. 10.2

Ном. ток I_n , А	Диапазон установок			Базовая отключающая способность ($I_{cu} = 25$ кА)	Нормальная отключающая способность ($I_{cu} = 50$ кА)	Высокая отключающая способность ($I_{cu} = 100\text{--}150$ кА)	Примечание
	Расцепитель перегрузки I_r , А	Расцепитель короткого замыкания					
		Без задержки срабатывания I_s , А	С задержкой срабатывания I_{sd} , А				
Автоматический выключатель для защиты двигателя (тип М) группа 2							
160	125–160	1280–2240	—	NZMB1-M160	NZMN1-M160	NZMH1-M160	—
200	160–200	1600–2800	—	NZMB1-M200	NZMN1-M200	NZMH1-M200	
Автоматический выключатель для защиты установок и кабелей (тип АЕ) группа 3							
250	125–250	500–2750	—	—	NZMN3-AE250	NZMH3-AE250	— регулируемый расцепитель перегрузки $I_r = (0,5\div 1) \cdot I_n$;
400	200–400	800–4400	—	—	NZMN3-AE400	NZMH3-AE400	
630	315–630	1260–5040	—	—	NZMN3-AE630	NZMH3-AE630	
Автоматический выключатель для защиты установок и кабелей (тип АЕ) группа 4							
630	315–630	1260–7560	—	—	NZMN4-AE630	NZMH4-AE630	— регулируемый расцепитель короткого замыкания;
800	400–800	1600–9600	—	—	NZMN4-AE800	NZMH4-AE800	
1000	500–1000	2000–12000	—	—	NZMN4-AE1000	NZMH4-AE1000	
1250	630–1250	2500–15000	—	—	NZMN4-AE1250	NZMH4-AE1250	— отключающая способность $I_{cu} = 100$ кА для выключателей NZMH типа М, $I_{cu} = 150$ кА для выключателей NZMH типа АЕ.
1600	800–1600	3200–19200	—	—	NZMN4-AE1600	NZMH4-AE1600	
Автоматический выключатель для защиты установок, кабелей, генераторов, селективная защита (тип VE) группа 2							
100	50–100	1200	100–1000	NZMB2-VE100	NZMN2-VE100	NZMH2-VE100	— регулируемый расцепитель перегрузки;
160	80–160	1920	160–1600	NZMB2-VE160	NZMN2-VE160	NZMH2-VE160	
250	125–250	3000	250–2500	NZMB2-VE250	NZMN2-VE250	NZMH2-VE250	
Автоматический выключатель для защиты установок, кабелей, генераторов, селективная защита (тип VE) группа 3							
250	125–250	500–2750	250–2500	NZMB3-VE250	NZMN3-VE250	NZMH3-VE250	— регулируемое время срабатывания $t_r = 2\div 20$ с при $I = 6 I_n$;
400	200–400	800–4400	400–4000	NZMB3-VE400	NZMN3-VE400	NZMH3-VE400	
630	315–630	1260–5040	472–4410	NZMB3-VE630	NZMN3-VE630	NZMH3-VE630	
Автоматический выключатель для защиты установок, кабелей, генераторов, селективная защита (тип VE) группа 4							
630	315–630	1260–7560	630–6300	NZMB4-VE630	NZMN4-VE630	NZMH4-VE630	— регулируемое время задержки срабатывания $t_{sd} = 0\div 1$ с;
800	400–800	1600–9600	800–8000	NZMB4-VE800	NZMN4-VE800	NZMH4-VE800	
1000	500–1000	2000–12000	1000–10000	NZMB4-VE1000	NZMN4-VE1000	NZMH4-VE1000	
1250	630–1250	2500–15000	1250–12500	NZMB4-VE1250	NZMN4-VE1250	NZMH4-VE1250	— регулируемый расцепитель короткого замыкания без выдержки времени I_n ;
1600	800–1600	3200–19200	1600–16000	NZMB4-VE1600	NZMN4-VE1600	NZMH4-VE1600	
— отключающая способность $I_{cu} = 150$ кА для выключателей NZMH.							

Приложение 11

Таблица П. 11

Конденсаторы косинусные низковольтные для повышения коэффициента мощности электроустановок частотой 50–60 Гц

Типономинал	Тангенс угла потерь	Емкость, мкФ	Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более
1	2	3	4	5
КПС-0,4-1-3УЗ	0,5·10 ⁻³	3×6,6	Ø = 85; H = 175	1,2
КПС-0,4-1,5-3УЗ		3×9,9		
КПС-0,4-2-3УЗ		3×13,3		
КПС-0,4-2,5-3УЗ		3×16,6		
КПС-0,4-3,15-3УЗ		3×20,9		
КПС-0,4-4-3УЗ		3×26,5		
КПС-0,4-5-3УЗ		3×33,2		
КПС-0,4-6,25-3УЗ		3×41,5		
КПС-0,4-8-3УЗ		3×53,1	Ø = 85; H = 245	1,6
КПС-0,4-10-3УЗ		3×66,3		
КПС-0,4-12,5-3УЗ		3×82,9		
КПС-0,4-16,7-3УЗ		3×110,6	Ø = 85; H = 285	2,4
КПС-0,4-15-3УЗ		3×99,6	Ø = 110; H = 245	2,6
КПС-0,4-20-3УЗ		3×133,0		
КПС-0,4-25-3УЗ		3×165,8	Ø = 110; H = 261	2,9
КПС-0,4-30-3УЗ		3×198,9	Ø = 146; H = 220	4,4
КПС-0,4-33,3-3УЗ		3×220,9	Ø = 146; H = 261	
КПС-0,4-37,5-3УЗ		3×249,0		
КПС-0,4-40-3УЗ		3×265,4	Ø = 146; H = 324	
КПС-0,4-50-3УЗ		3×332,0	Ø = 146; H = 360	6,4
КПС-0,44-1-3УЗ		3×5,5	Ø = 85; H = 175	1,2
КПС-0,44-1,5-3УЗ		3×8,2		
КПС-0,44-2-3УЗ		3×11,0	Ø = 85; H = 175	1,2
КПС-0,44-2,5-3УЗ		3×13,7		
КПС-0,44-3,15-3УЗ		3×17,3		
КПС-0,44-4-3УЗ		3×21,9		
КПС-0,44-5-3УЗ		3×27,4		
КПС-0,44-6,25-3УЗ		3×34,3		
КПС-0,44-8-3УЗ		3×43,8	Ø = 85; H = 245	1,6
КПС-0,44-10-3УЗ		3×54,8		
КПС-0,44-12,5-3УЗ		3×68,5		
КПС-0,44-15-3УЗ		3×82,2	Ø = 110; H = 245	2,6
КПС-0,44-20-3УЗ		3×110,6		

Окончание табл. П. 11

1	2	3	4	5
КПС-0,44-25-3УЗ	$0,5 \cdot 10^{-3}$	$3 \times 137,0$	$\varnothing = 110; H = 261$	2,9
КПС-0,44-30-3УЗ		$3 \times 164,5$	$\varnothing = 146; H = 220$	4,4
КПС-0,44-33,3-3УЗ		$3 \times 182,6$	$\varnothing = 110; H = 261$	4,8
КПС-0,44-50-3УЗ		$3 \times 274,4$	$\varnothing = 110; H = 360$	6,4
КПС-0,525-2,5-3УЗ		$3 \times 9,6$	$\varnothing = 85; H = 175$	1,2
КПС-0,525-3,5-3УЗ		$3 \times 13,5$		
КПС-0,525-5-3УЗ		$3 \times 19,2$		
КПС-0,525-7-3УЗ		$3 \times 26,9$	$\varnothing = 85; H = 245$	1,6
КПС-0,525-10-3УЗ		$3 \times 38,5$		
КПС-0,525-14-3УЗ		$3 \times 53,9$	$\varnothing = 110; H = 245$	2,6
КПС-0,525-15-3УЗ		$3 \times 57,7$		
КПС-0,525-20-3УЗ		$3 \times 77,0$		
КЭС2-0,4-60-2УЗ, 3УЗ	$2,5 \cdot 10^{-3}$	1194,3	$380 \times 120 \times 725$	54
КЭС2-0,4-60-2ТЗ, 3ТЗ (60 Гц)		995,2		
КЭС1-0,6-40-2У1 (УЗ), 3У1 (УЗ)	$2,0 \cdot 10^{-3}$	292,0	$380 \times 120 \times 472$	26
КЭС2-0,66-80-2У1 (УЗ), 3У1 (УЗ)	$2,0 \cdot 10^{-3}$	584,0	$380 \times 120 \times 787$	53
КЭС1-0,4-30-2УЗ, 3УЗ	$2,5 \cdot 10^{-3}$	597,0	$380 \times 120 \times 410$	27
КЭС1-0,4-30-2ТЗ, 3ТЗ (60 Гц)		497,6		
КЭС1-0,5-38-2УЗ (3УЗ)		484,0		
КЭ2-0,38-36-2УЗ (3УЗ)	$4,5 \cdot 10^{-3}$	794,0	$380 \times 120 \times 725$	53
КЭ2-0,38-50-2УЗ (3УЗ)	$3,5 \cdot 10^{-3}$	1102,0		
КЭТ-0,4-10-У2	$2,5 \cdot 10^{-3}$	199,0	$380 \times 120 \times 255$	11
КМПС-0,4-12,5-3УЗ самовосстанавливающийся	$1,0 \cdot 10^{-3}$	249,0	$\varnothing = 116;$ $H = 255$	3,9
КЭБ-0,4-33 ¹ / ₃ -3УЗ	$0,5 \cdot 10^{-3}$	664,2	$380 \times 120 \times 410$	9,0
КЭБ-0,4-67-3УЗ		1328,4		13,8
КЭБ-0,4-25-3УЗ		497,4	$380 \times 120 \times 350$	6,8
КЭБ-0,4-50-3УЗ		994,8		9,6
КЭБ-0,4-37,53УЗ		746,1		8,3
КЭП-0,4-8-2УЗ, 3УЗ	$0,6 \cdot 10^{-3}$	159,2	$305 \times 135 \times 305$	10
КЭС1-1,05-63-1У1,2У1	$1,2 \cdot 10^{-3}$	182	$380 \times 120 \times 472$	26
КЭС2-1,05-125-1У1,2У1		362	$380 \times 120 \times 787$	52

В обозначении конденсаторов первая цифра после типа — номинальное напряжение в киловольтах, вторая — номинальная мощность в кВАх. Б — блочная конструкция. Конденсатор собран из отдельных конденсаторов КПС мощностью 12,5 или 16,7 кВА.

Допустимые превышения: по напряжению — 110 %, по току — 130 %.

Приложение 12

Выдержки из ГОСТ Р 32144–2013

Таблица П. 12.1

Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения не кратных трем $K_{U(n)}$

Порядок гармонической составляющей, n	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, % U_1			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6–25	35	110–220
5	6	4	3	1,5
7	5	3	2,5	1
11	3,5	2	2	1
13	3,0	2	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1	0,5
19	1,5	1	1	0,4
23	1,5	1	1	0,4
25	1,5	1	1	0,4
>25	1,5	1	1	0,4

Таблица П. 12.2

Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения кратных трем $K_{U(n)}$

Порядок гармонической составляющей, n	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, % U_1			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6–25	35	110–220
3	5	3	3	1,5
9	1,5	1	1	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица П. 12.3

Значения коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$

Порядок гармонической составляющей, n	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, % U_1			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6–25	35	110–220
2	2	1,5	1	0,5
4	1	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица П. 12.4

Предельные значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения K_U , усредненные в интервале времени 10 мин в течение 95 % времени интервала в одну неделю

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих, K_U , %			
0,38	6–25	35	110–220
8,0	5,0	4,0	2,0

Таблица П. 12.5

Предельные значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения K_U , усредненные в интервале времени 10 мин в течение 100 % времени интервала в одну неделю

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих, K_U , %			
0,38	6–25	35	110–220
12,0	8,0	6,0	3,0

Учебное издание

Фризен Василий Эдуардович, **Назаров** Сергей Леонардович

**РАСЧЕТ И ВЫБОР
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
НИЗКОВОЛЬТНЫХ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Редактор Н. П. Кубыщенко
Верстка О. П. Игнатъевой

Подписано в печать 11.09.2018. Формат 70×100/16.
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 14,5.
Уч.-изд. л. 8,6. Тираж 50 экз. Заказ 268

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: +7 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>



ФРИЗЕН ВАСИЛИЙ ЭДУАРДОВИЧ,

доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Электротехника и электротехнологические системы» Уральского федерального университета. Основное направление научных исследований — совершенствование индукционных электротехнологических установок (плавильные печи, установки индукционного нагрева, электромагнитные перемешиватели расплавов, магнитогидродинамические насосы). Автор более 140 научных трудов.



НАЗАРОВ СЕРГЕЙ ЛЕОНАРДОВИЧ,

кандидат технических наук, доцент. Сфера научных интересов — линейные индукционные машины и электродинамические сепараторы. Автор более 80 научных трудов. В настоящее время является доцентом кафедры «Электротехника и электротехнологические системы» Уральского федерального университета.